

УДК 622.276.72

Р.А. Ягудин, менеджер проектов, e-mail: rayagudin@purneftegaz.ru; **А.Г. Михайлов**, к.т.н., заместитель главного инженера по НТ; **Э.И. Шакиров**, начальник ОРМФ, ООО «РН-Пурнефтегаз»; **И.М. Ганиев**, к.х.н., ведущий научный сотрудник отдела борьбы с осложнениями; **К.Р. Уразаков**, д.т.н., главный технолог по добыче, ООО «РН-УфаНИПИнефть»

ТЕХНОЛОГИЯ ЗАКАЧКИ ИНГИБИТОРА СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ В ПЛАСТ: ПРАКТИКА РЕАЛИЗАЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ НА ОБЪЕКТАХ ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ»

UPLOADING INHIBITOR INTO THE RESERVOIR TECHNOLOGY: THE PRACTICE OF IMPLEMENTATION AND PROSPECTS OF APPLICATION TECHNOLOGY IN RN-PURNEFTEGAZ OILFIELDS

R.A. Yagudin, A.G. Mikhaylov, E.I. Shakirov, LLC «RN-Purneftegaz»; I.M. Ganiev, K.R. Urazakov, LLC «RN-UfaNIPIneft»

This paper deals with current practice and future application of download inhibitor scaling technology. The technology was successfully applied in Rosneft-Purneftegaz and shows best results for scaling preventing in the particular oilfields.

Keywords: scale, scale inhibitor, inhibitor injection into the reservoir, well bottom zone.

Одной из важных причин снижения эффективности добычи нефти на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз» является отложение неорганических солей в нефтепромысловом оборудовании. Отложение солей приводит к преждевременному выходу из строя дорогостоящего оборудования и дополнительным ремонтам скважин. Анализ проб осадков, отобранных с погружного оборудования и из скважин в процессе их ремонта, показывает, что основным компонентом отложения солей является карбонат кальция – кальцит, реже встречаются сульфаты и продукты коррозии.

Региональная особенность процесса отложения кальцита на объектах ООО «РН-Пурнефтегаз» – высокий газовый фактор разрабатываемых залежей. Эксплуатируемые скважины работают при значениях забойных давлений ниже давления насыщения нефти газом, обводненность продукции добывающих скважин колеблется в пределах 50–85%, притом что попутно добываемая вода характеризуется высокой склонностью к образованию кальцита.

В качестве примера на рисунках 1а и 1б приведены образцы солей, отобранных во время подземного ремонта скважин. Губчатое строение образца на рисунке 1б связано с высоким газовым фактором и является результатом образования кальцита при интенсивном процессе разгазирования добываемого флюида.

С учетом региональных особенностей отложение солей происходит, начиная с призабойной зоны скважины. Это приводит к снижению дебита скважин по жидкости и нефти и к осложненным ремонтам скважин, сопровождающимся бурением солевых корок по стволу

скважины и преждевременным отказам погружного оборудования.

Необходимо отметить, что большинство объектов ООО «РН-Пурнефтегаз» вступило в позднюю стадию разработки, когда велики риски прорыва фронта нагнетаемой воды от нагнетательных к добывающим скважинам, что еще более усиливает проблему солеотложения. Так, на Южном куполе Харампурского месторождения, по оценке, 90% скважин находится в зоне добычи опресненных и смешанных вод, что еще более интенсифицирует отложение солей, начиная с призабойной зоны скважины.



Рис. 1. а) образец кальцита, отобранный из скважины W1 (интервал отбора 2890–2900 м, газовый фактор 117 м³/т); б) образец кальцита, отобранный из скважины W2 (интервал отбора 2895–2905 м, газовый фактор 470 м³/т), Южный купол Харампурского месторождения

В условиях отложения солей в скважинах в ПЗП и в зоне интервала перфораций применение традиционных методов защиты от солеотложения (дозирование в затрубное пространство, применение погружных скважинных контейнеров и т.д.) является малоэффективным, так как ингибитор не попадает в зону начала образования солей. Из-за высоких темпов отбора жидкости солеотложению подвержены скважины как с низкой (до 5% обводненности), так и с высокой обводненностью продукции (более 70%). Эксплуатация насосного оборудования в таких осложненных условиях требует особых подходов в применении технологий ингибирования солеотложения. Кроме того, в составе отложений солей встречаются также сульфаты кальция и бария, которые являются крайне трудно удаляемыми отложениями [1]. Образование данных отложений легче предотвратить, используя ингибиторы солеотложения, чем удалить после того, как они уже образовались [2]. Наиболее оптимальной технологией предупреждения солеотложения в этих условиях является закачка ингибиторов солеотложения в пласт [3–5]. Мировой опыт предотвращения солеотложения свидетельствует о том, что применение данной технологии позволяет обеспечить безопасный режим работы скважинного оборудования в течение 1–1,5 года [6]. Суть данной технологии сводится к закачке и продавке в призабойную зону пласта добывающих скважин ингибирующих солеотложение композиций. При этом пласт используется как резервуар для дозирования ингибитора в добываемую продукцию, т.е. при проведении операций по задавке ингибитор сорбируется на породе пласта, при эксплуатации скважины происходит постепенный процесс десорбции ингибитора с породы пласта в добываемую продукцию и защита скважины от солеотложения. Первые упоминания о применении данной технологии в мировой практике относятся к 1960-х гг. Так, в работах [7, 8] описано применение данной технологии различными компаниями практически в один и тот же период времени. В отечественной практике технология закачки в пласт испытывалась в 1970–1980-х гг. на месторождениях Урало-Поволжской и Западно-Сибирских нефтегазовых

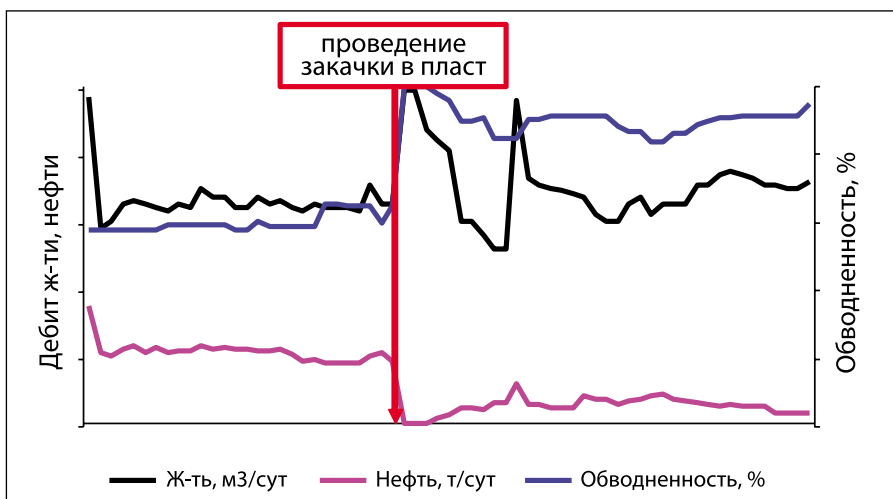


Рис. 2. Динамика добычи по скважине W3, обработанной ингибитором А

провинций [9, 10]. В настоящее время большое развитие данная технология получила на месторождениях Саудовской Аравии [11], Аляски [12], шельфе Северного моря [5, 13]. Впервые данная технология была апробирована на объектах ООО «РН-Пурнефтегаз» в 2007 г. Перед проведением полевых работ был проведен комплекс исследований, включающий в себя подбор реагентов для закачки в пласт, фильтрационные исследования, изучение адсорбционно-десорбционных свойств реагентов на породе пластов, предполагаемых к обработке и т.д., которые показали возможность применения технологии закачки на объектах ООО «РН-Пурнефтегаз». На основании проведенных исследований была подобрана импортная ингибирующая система и технология закачки, включающая в себя следующие этапы.

- 1. Введение в пласт предварительной оторочки** с целью подготовки пласта к адсорбции ингибитора, для минимизации риска преждевременной адсорбции ингибитора в призабойной зоне скважины, а также отделения основного объема закачиваемого ингибитора от пластовой жидкости. В качестве предварительной жидкости применен специальный реагент – импортный взаимный растворитель.
- 2. Нагнетание основного объема ингибитора** с целью введения ингибитора в пласт. В качестве ингибитора солеотложения применен импортный реагент фосфонатного типа в виде водных растворов с добавлением хлорида калия.
- 3. Нагнетание продавочного объема жидкости** необходимо для проталкива-

ния ингибитора глубже в пласт, через охлажденную зону в более нагретую область пласта, где активизируется процесс осаждения. В качестве продавочной жидкости применен раствор хлорида калия.

4. Закрепление в пласте. В этот временной промежуток ингибитор осаждается внутри пласта. В зависимости от условий время закрепления в пласте варьируется от 12 до 24 часов и определяется путем моделирования. По технологии закачки в пласт были обработаны три скважины осложненных солеотложением объектов ООО «РН-Пурнефтегаз». Результаты проведенных работ показали значительное увеличение наработки на отказ обработанных скважин (табл. 1). Однако оценка технико-экономической эффективности показала, что окупаемость технологии происходит за период более года, что ставит под сомнение целесообразность применения данной технологии. Длительный период окупаемости от задавок ингибирующих композиций 2007 г связан в первую очередь с высокой стоимостью импортных реагентов. По этой причине на следующем этапе было предложено проводить обработку скважин отечественным ингибитором солеотложения. В качестве ингибитора солеотложения был использован реагент фосфонатного типа, широко применяющийся на объектах ООО «РН-Пурнефтегаз» для предотвращения солеотложения (далее – ингибитор А). В качестве предварительной оторочки вместо взаимного растворителя был применен водный раствор реагентов комплексного действия с добавками хлорида калия в качестве

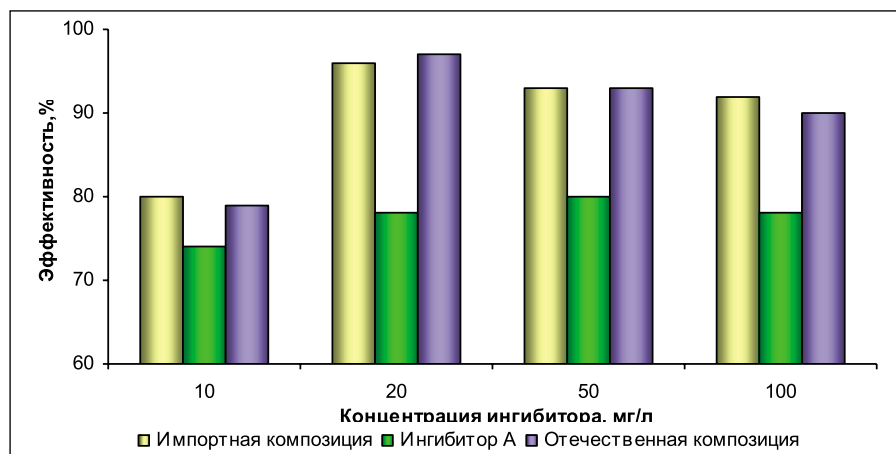


Рис. 3. Эффективность применяемых ингибирующих солеотложение композиций в отношении выпадения солей на модели воды, характерной для осложненных солеотложением объектов ООО «РН-Пурнефтегаз»

ингибитора набухания глин. Результаты применения данной композиции показали положительный эффект от применения технологии (табл. 1). В то же время замена импортного ингибитора солеотложения на отечественный ингибитор А и импортного взаимного растворителя на водные растворы реагентов позволили, с одной стороны, снизить расходы на обработку скважин, с другой стороны, в связи с малой приспособленностью реагентов к технологии закачки в пласт получили на ряде скважин неудовлетворительные результаты. Ввиду применения вместо взаимного растворителя водного раствора реагентов по ряду скважин было получено снижение дебита по нефти и рост обводненности продукции. Анализом показано, что при применении вместо взаимных растворителей водных растворов комплексных реагентов время вывода скважины на режим увеличивается более чем на 2 суток, при этом недостижение оставочных параметров составляют: по

жидкости – 11,3%, по нефти – 39,6%, увеличение процента обводненности – 12,5% (в среднем на одну скважину). В качестве примера на рисунке 2 приведена динамика добычи по скважине W3, обработанной ингибитором А. Как видно, после проведения закачки в пласт наблюдается увеличение обводненности продукции скважины и, соответственно, снижение дебита по нефти. Такой эффект связан с высокой чувствительностью пород пластов обрабатываемых скважин к введению водных растворов, влекущих за собой набухание глинистого материала породы-пласта и изменение фазовых проницаемостей по воде и нефти. В целях минимизации рисков повреждения пласта, изменения фазовых проницаемостей по нефти, приводящих к снижению добычи нефти из обработанных скважин, была проведена работа по подбору отечественной композиции, имеющей сопоставимую эффективность с импортными реагентами и более низкую стоимость. В технологии

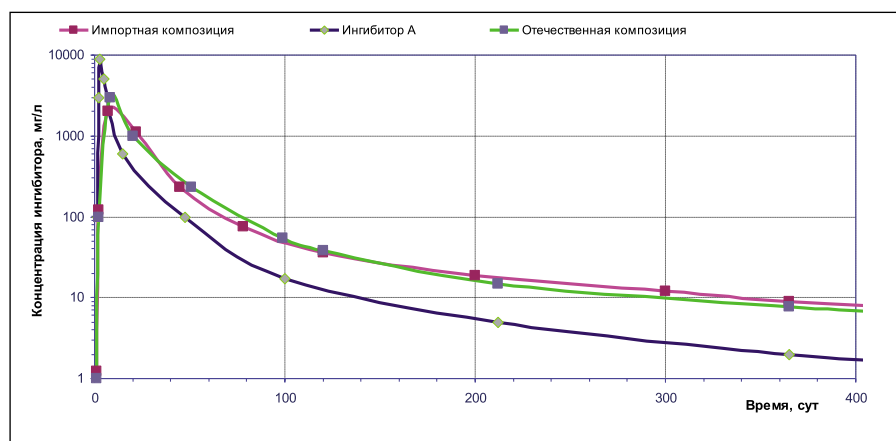


Рис. 4. Динамика выноса применяемых ингибирующих солеотложение композиций

в качестве предварительной жидкости необходимо использовать водо-, нефте-совместимые растворители, обладающие низкой высаливающей способностью (либо полностью совместимые с пластовой минерализованной водой), хорошо восстанавливающие проницаемость пород по нефти и не ухудшающие товарные характеристики нефти. Использование взаимного растворителя позволит провести подготовку пласта к более полной сорбции ингибитора, минимизирует риск преждевременной адсорбции ингибитора в призабойной зоне скважины за счет локального охлаждения пласта. Кроме того, введение взаимного растворителя перед введением основного объема закачиваемого ингибитора позволяет отделить пластовую жидкость от ингибитора, что минимизирует риск возможной несовместимости пластовой жидкости и ингибитора солеотложения. При запуске обработанной скважины в эксплуатацию происходит возвращение задавленных в пласт объемов, причем взаимный растворитель возвращается в скважину последним и восстанавливает фазовую проницаемость по нефти. На основании проведенных работ предложена отечественная композиция, включающая в себя взаимный растворитель, обладающий необходимым спектром свойств, ингибитор солеотложения фосфонатного типа, имеющий высокую ингибирующую способность в отношении выпадения карбонатных и сульфатных солей, так как известно [14], что сульфаты зачастую сопутствуют образованию карбонатных солей. На рисунке 3 приведена сравнительная эффективность предотвращения отложения солей на модели воды осложненных отложением солей объектов ООО «РН-Пурнефтегаз». Как видно, эффективность действия отечественной ингибирующей системы, представляющей собой аналог импорта, находится на уровне эффективности импортной ингибирующей композиции. Наиболее значимым фактором в технологии закачки в пласт является наличие у композиции оптимальных адсорбционно-десорбционных свойств, позволяющих, с одной стороны, быстро и как можно более полно адсорбироваться на пласте, с другой стороны, при эксплуатации скважины медленно и более полно десорбироваться с породы пласта в попутно добываемую воду

Таблица 1. Результаты применения различных композиций для технологии закачки в пласт

Тип композиции	Количество скважин, шт.	СНО до проведения закачки, сут.	Наработка после проведения закачки, сут.	Увеличение наработки, раз	Успешность (достижение запланированного срока защиты), %	Срок окупаемости технологии, мес.
		среднее значение по всем обработанным скважинам				
Импортная композиция	3	131	592	4,73	100	16
Ингибитор А	19	130	296	3,25	70	5
Отечественная композиция	11	101	307	4,52	100	8

в концентрации выше минимально рабочей. На рисунке 4 приведена динамика выноса ингибиторов солеотложения. Как видно, отечественная композиция имеет практически идентичные импортной композиции адсорбционно-десорбционные свойства. Результаты проведенных работ показали значительное увеличение наработки на отказ обработанных скважин (табл. 1), причем увеличение наработки на отказ и успешность практически достигли показателей, характерных для импортной ингибирующей системы. В то же время ввиду более низкой стоимости композиции срок окупаемости снизился до приемлемого уровня в 8 месяцев.

Таким образом, на текущий момент подобрана отечественная ингибирующая композиция, по свойствам не уступающая импортному аналогу, в то же время имеющая более низкую стоимость. В настоящее время на большинстве месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз» темпы отбора пластового флюида увеличиваются, что требует увеличения объемов закачки через нагнетательные скважины системы ППД. Это приводит к тому, что происходит повышение пластового давления по месторождениям, которое уже сейчас требует использования для глушения многих скважин технологических жидкостей, имеющих повышенную плотность. Необходимо отметить, что

традиционно для глушения скважин применялись жидкости глушения на основе хлоридов натрия или калия, позволяющих обеспечить плотность жидкости глушения до 1,18 т/м³. На текущий момент количество скважин, требующих для уравнивания давления пластового флюида более плотных жидкостей глушения, увеличивается. Для приготовления жидкостей глушения с плотностью выше 1,18 т/м³, как правило, используют соли кальция (CaCl₂, Ca(NO₃)₂ и т.д.). Это накладывает дополнительные требования к ингибирующим композициям, применяемым по технологии закачки в пласт, а именно – необходима совместимость применяемых для закачки в пласт



АРМ ГАРАНТ



Электроприводы ЭВИМТА для задвижек Ду 50 - 1200 мм

Пневмоприводы ПСДС для шаровых кранов Ду 300 - 1000 мм

Монтажные, пусконаладочные, ремонтные работы
на объектах нефтегазового комплекса

450059, г. Уфа, ул. Р. Зорге, 19/5

тел./факс: (347) 223-74-15, 223-74-17

e-mail: armgarant@ufamail.ru

www.armgarant.ru

ингибирующих композиций с технологическими жидкостями на основе солей кальция в широком интервале концентраций. Известно [1], что большинство ингибиторов солеотложения несовместимы с жидкостями с высоким содержанием ионов кальция. Так, проведенными исследованиями установлено, что испытанная в 2006–2007 гг. импортная композиция совместима с растворами кальция до концентрации ионов кальция в 1500 мг/л, ингибитор А – до 400 мг/л, отечественная композиция – до 1000 мг/л. При содержании ионов кальция выше этих значений образуется малорастворимый в воде осадок продукта взаимодействия кальция с ингибитором солеотложения. Если такой процесс протекает в призабойной зоне скважины, то последствием образования малорастворимого продукта взаимодействия будет коагуляция призабойной зоны и последующее снижение коэффициента продуктивности скважины. Таким образом, важной перспективой для дальнейшего развития ингибирующих композиций для закачки в пласт – это разработка и подбор кальцийустойчивых ингибирующих солеотложения композиций. Особенно актуальным вариант применения таких

композиций выглядит при проведении работ по задавке в пласт на залежах, имеющих высокое содержание ионов кальция в попутно добываемой воде. Кроме того, важной перспективой является применение кальцийустойчивых ингибирующих композиций в чистой товарной форме. В этом случае минимизируется технологический риск, связанный с точностью приготовления растворов ингибиторов непосредственно при проведении закачки, а также исчезнет необходимость постоянного контроля за качеством растворов.

Другой важной перспективой является задача разработки неводных ингибирующих солеотложения композиций, так как, даже несмотря на использование взаимных растворителей, риск изменения фазовых проницаемостей пласта остается ввиду наличия рисков кинжального прорыва закачиваемых водных растворов за пределы действия взаимного растворителя. Кроме того, при переходе на более водочувствительные коллекторы использование взаимного растворителя может быть недостаточным, чтобы подавить набухание глинистых составляющих пород-коллекторов, что приведет к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств как

по воде, так и по нефти. Это, в свою очередь, может приводить к неудачам при закачках ингибитора в пласт (уменьшение приемистости и рост давления при закачке) и длительному процессу вывода на режим. В этом случае на объектах с водочувствительными коллекторами необходим переход на неводные системы, где ингибитор солеотложения вводится в неводной форме.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз» отложение солей происходит в призабойной зоне ниже приема насоса, что приводит к снижению эффективности традиционных методов (УДЭ, периодика и т.д.). В таких условиях наиболее эффективно применение технологии закачки ингибиторов солеотложения в пласт. Результаты применения данной технологии показали высокую технологическую и экономическую эффективность.

Перспективой развития ингибирующих солеотложения систем для закачки в пласт на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз» является разработка неводной кальцийустойчивой ингибирующей солеотложения композиции.

Литература:

1. Кащавцев В.Е., Гаттенбергер Ю.П., Люшин С.Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти – М.: Недра, 1985. – 215 с.
2. Removal and Prevention of Scale in Producing Oil Wells, Aleck B. Featherston, SPE 1238-G, 1959.
3. Jordan M.M., Mackey E.J. Scale control in deepwater fields: use interdisciplinary approach to control scale // World Oil. – 2006. – № 9. – P. 8–12.
4. Bybee K. Scale Cause in the Smorbukk Field // JPT. – 2006. – March. – P. 71.
5. Live Cycle Management of Scale Control Within Subsea Field and Its Impact on Flow Assurance, Gulf of Mexico and North Sea Basin // M.M. Jordan et al // SPE 71557, 2001.
6. Squeezing Scale Inhibitors to Protect Electric Submersible Pumps in Highly Fractured, Calcium Carbonate Scaling Reservoirs, Neil Poynton, Alan Miller, Dmitry Konyukhov, Andre Leontieff, Ilgiz Ganiev, Alexander Voloshin // SPE 115195, 2008.
7. A New Concept in Scale Inhibitor Formation Squeeze Treatments, Miles Leon // SPE 2909, 1970.
8. Removal and Inhibition of Calcium Sulfate Scale in Waterflood Projects, Smith, C.F., Nolan Iii, T.J., Crenshaw, P.L. // SPE 1957, 1968.
9. Опыт применения ингибиторов отложения солей задавливанием их в призабойную зону пласта / Маричев Ф.Н., Глазков А.А., Ким В.К. и др. // Нефтепромысловое дело, 1980, №5, с. 30–33.
10. Предотвращение выпадения гипса в процессе разработки нефтяных месторождений Куйбышевской области / Аширов К.Б., Данилова Н.И., Кащавцев В.Е. и др. // Нефтяное хозяйство, 1973, № 6, с. 56–60.
11. Field Application of a Novel Emulsified Scale Inhibitor System to Mitigate Calcium Carbonate Scale in a Low Temperature, Low Pressure Sandstone Reservoir in Saudi Arabia. H.A. Nasr-El-Din, J.D. Lynn, M.K. Hashem, G. Bitar, SPE 7768, 2002.
12. Control of Formation Damage at Prudhoe Bay, Alaska, by Inhibitor Squeeze Treatment, Mayers K.O., Skilman H.L., Herring G.D. // JPT. 1985, vol. 37, №7, P. 1020–1034.
13. The correct Selection and Application Methods for Adsorption and Precipitation Scale Inhibitors for Squeeze Treatment in North Sea Oilfields, Jordan M.M. et al // SPE 31125, 1996.
14. Scale Inhibitors for Co-deposition Calcium Sulfate and Calcium Carbonate in Squeeze Process in White Tiger Oilfield, Nguyen Phuong Tung et al // SPE 84767, 2004.

Ключевые слова: солеотложение, ингибитор солеотложения, закачка ингибитора солеотложения в пласт, призабойная зона скважины.

Ощутите прогресс



ЛИБХЕРР-РУСЛАНД ООО

РФ, 121059, г. Москва, ул. 1-ая Бородинская, д. 5
Москва тел.: (495) 710 83 65, факс: 710 83 66
С.-Петербург тел.: (812) 448 84 10, факс: 448 84 11
Сочи тел.: (8622) 25 56 06, факс: 25 56 06
Екатеринбург тел.: (343) 345 70 50, факс: 345 70 52
Тюмень тел.: (3452) 62 30 83, факс: 62 30 84
Новосибирск тел.: (383) 230 10 40, факс: 230 10 41
Кемерово тел.: (3842) 49 61 95, факс: 49 61 97
Хабаровск тел.: (4212) 74 78 47, факс: 74 78 49
e-mail: office.lru@liebherr.com www.liebherr.com

ЛИБХЕРР

Группа компаний