

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ГОРИЗОНТА Ю₁ ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

В работе приведены результаты литолого-минералогического анализа строения горизонта Ю₁ в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения. Выявлены факторы, контролирующие потенциальную нефтеносность горизонта. Установлено, что юрский комплекс пород-коллекторов месторождения по размеру пор и поровых каналов относится к классу нанопористых. Изучена литолого-фациальная эволюция горизонта Ю₁ в пределах месторождения, выделены три площади с различным типом фациальных условий формирования пород, что отражается на составе и строении обломочной и цементной массы песчаников горизонта, которые определяют и фильтрационно-емкостные свойства. Полученные данные позволяют прогнозировать реакцию пласта на применяемые методы увеличения нефтеотдачи в процессе разработки.

Ключевые слова: породы-коллектора, фациальные условия, эволюция, седиментация, палеогеография, нанопористые коллектора, глинистое вещество, ассоциация глинистых минералов, фильтрационно-емкостные свойства.

Тевлинско-Русскинское месторождение, входящее в комплекс Средне-Обской группы месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, является одним из наиболее сложных многоэтажных месторождений этого региона. Проведенные разведочные работы свидетельствуют, что эта сложность связана с высокой литолого-фациальной неоднородностью нефтеносных горизонтов, приуроченных как к меловому, так и к юрскому комплексам отложений. При этом неоднородность проявляется как в региональном плане размещения залежей в пределах площади месторождения, так и в неоднородности строения самих продуктивных горизонтов. В настоящее время рациональная разработка месторождения невоз-

можна без детальной характеристики факторов неоднородности, контролирующих особенности строения и потенциальной нефтеносности продуктивных горизонтов на различных уровнях, как в масштабе площади месторождения, так и в масштабе отдельных тел, локализованных в пределах продуктивных горизонтов. Одним из перспективных объектов как в пределах Средне-Обской группы месторождений, так и в пределах контура Тевлинско-Русскинского месторождения, точнее группы залежей, локализованных в пределах этого контура, является юрский комплекс отложений и, в первую очередь, горизонт Ю₁ (васюганская свита), в пределах которого локализовано 17 перспективных залежей (Изотов и др., 2007).

Окончание статьи Н.П. Запивалова «Наноэффекты образования вторичных высокопродуктивных...»

dense limestones at the expense of change of hollow space architecture. Thus, natural nanosize metasomatic processes promote formation of good and often high-flow collectors. It is offered to initiate the accelerated technogenic process of metasomatic dolomitization and to create the highly productive centres on fields. Successful use of the offered nanotechnology can make essential impact on duration of working out of deposits and final petroreturn.

Keywords: dolomitization, metasomatism, nanostructures, petroreturn.

Николай Петрович Запивалов

Действительный член РАЕН, Руководитель Новосибирского центра РАЕН, Д. геол.-мин.н., Главный научный сотрудник Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Профессор Новосибирского государственного университета и Томского политехнического университета, Заслуженный геолог России, Первооткрыватель месторождений, Главный консультант Индийского университета нефти и энергетики, Глава Российской Делегации Petrotech (Индия).

630090, Россия, Новосибирск, ул. Правды 5а, кв.2.
Тел.: (383) 333-28-95, 330-70-26.

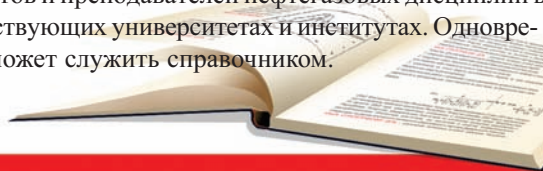


Новосибирск. Новосиб. гос. ун-т. 2009. 260 с.

Нефтегазоносность акваторий мира

Запивалов Н.П.

В последней четверти XX столетия отмечалось бурное развитие морской нефтедобычи. Эта тенденция сохраняется и в XXI веке. Морская нефть в общем объеме добываемой нефти в мире составляет уже более 40%. Уверено осваивая нефтегазоносные шельфы, многие страны достигли больших результатов. Акваториальные нефтегазовые проблемы выдвигаются на первый план науки, образования и практики. Книга предназначена для студентов, магистрантов, аспирантов и преподавателей нефтегазовых дисциплин в соответствующих университетах и институтах. Одновременно может служить справочником.



В настоящей работе приведены результаты литолого-минералогического анализа строения горизонта Ю₁ в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения с выявлением литолого-фациальных факторов, контролирующих потенциальную нефтеносность этого горизонта и его неоднородность.

Поскольку юрский комплекс пород-коллекторов Тевлинско-Русскинского месторождения относится к классу nanoporous (по размеру пор и поровых каналов (Панарин, Изотов и др., 2008)) рассмотрим особенности условий формирования глинисто-карбонатной цементной массы этих пород-коллекторов. Соотношение глинистых минералов – соотношение ведущих минералов цементной массы коллекторов определялось рентгено-дифрактометрическим способом. По количественному соотношению этих минералов определялся тип их парагенетических ассоциаций. Ведущими глинистыми минералами пород-коллекторов юрского нефтеносного комплекса Тевлинско-Русскинского месторождения являются: каолинит, хлорит и минералы гидрослюдисто-смешанослойного комплекса. Соотношение этих минералов представлено на треугольной диаграмме в системе координат каолинит-хлорит-гидрослюда, смешанослойный комплекс. Поля этой диаграммы и определяют парагенетические минеральные ассоциации (Рис. 1). В дальнейшем соотношение этих ассоциаций было нанесено на карту месторождения, что позволило выделить определенные литолого-фациальные зоны седиментации и дальнейшего преобразования осадков.

Проведенный комплекс литолого-минералогических исследований состава и структурных особенностей горизонта Ю₁ по территории Тевлинско-Русскинского месторождения позволяет проследить литолого-фациальную эволюцию этого горизонта в пределах площади месторождения. Результаты исследований подтверждают факт выделения в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения трех площадей, на которых горизонт Ю₁ характеризуется различным видом фациального представления, что выражается в составе и строении обломочной и цементной массы песчаников этого горизонта, и в свою очередь, определяет его фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), их изменчивость и, как следствие, позволяет прогнозировать в дальнейшем реакцию пласта на применяемые методы разработки.

Рассмотрим особенности эволюции минералогии цементной массы коллектора в плане месторождения и по его отдельным площадям.

Состав цементной массы Тевлинско-Русскинского месторождения нанесен на план в виде круговых диаграмм (Рис. 2). При этом цвет сектора соответствует цвету ассоциации глинистых минералов на рис. 1. По характеру парагенетических ассоциаций глинистых минералов в пределах месторождения можно выделить Южную, Центральную и Северные площади, породы-коллектора каждой из которых характеризуются спецификой цементной массы в связи с особенностями седиментации.

Во-первых, на основании литолого-минералогического анализа состава цементной массы по субмеридиональному профилю можно судить об эволюции этого состава в целом по месторождению. На профиле чет-

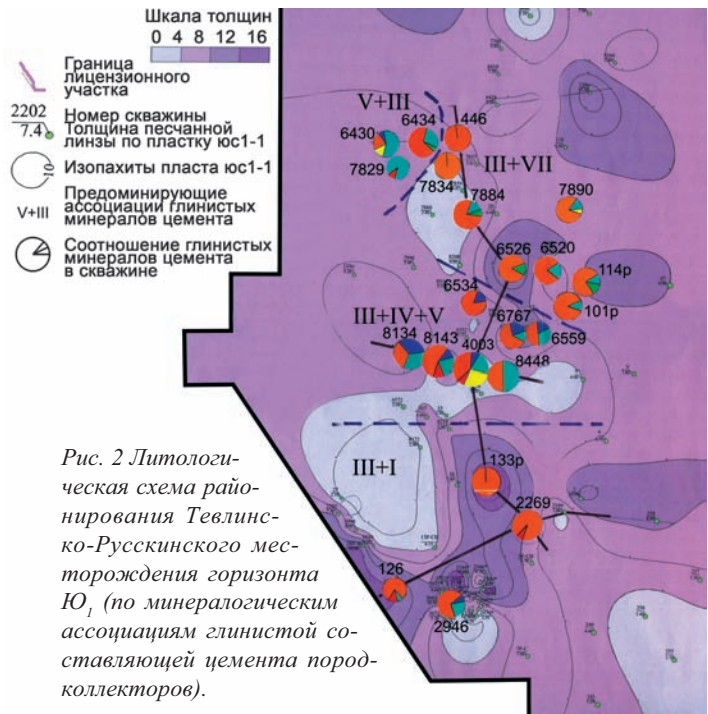
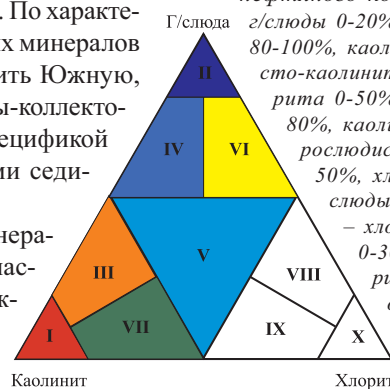


Рис. 2 Литологическая схема районирования Тевлинско-Русскинского месторождения горизонта Ю₁ (по минералогическим ассоциациям глинистой составляющей цемента пород-коллекторов).

ко видно (Рис. 3), что в пределах Южной площади месторождения, состав глинистого вещества цементной массы практически однороден по всему разрезу горизонта. За исключением редких линз в пределах горизонта состав его глинистой составляющей представлен комплексом тонкодисперсных минералов, относящихся к гидрослюдисто-каолиновой ассоциации (III). Те же особенности характеризуют Южную площадь в широтном направлении.

В пределах Центральной площади (Рис. 2, 3) в нижней части горизонта преобладает хлорит-гидрослюдисто-каолиновая ассоциация (V), вверх по разрезу горизонта сменяющаяся гидрослюдисто-каолиновой ассоциацией с включением линз хлорит-каолиновой (VII), каолиновой (I) и хлорит-гидрослюдисто-каолиновой (V) ассоциации. То есть в пределах Центральной площади Тевлинско-Русскинского месторождения условия осадконакопления и преобразования цементной массы были наиболее изменчивыми. Согласно данным исследования минерального состава пород в шлифах в цементе песчаников изучаемого горизонта в центральной площади широкое развитие имеет карбонатная (кальцитовая) составляющая, что так же подтверждает факт более мелководного режима осадконакопления.

Рис. 1 Классификационная диаграмма парагенетических ассоциаций глинистых минералов цемента коллекторов юрского нефтяного комплекса. I – каолинитовая (каолинита 80-100%, г/слоды 0-20%, хлорита 0-20%), II – гидрослюдистая (г/слоды 80-100%, каолинита 0-20%, хлорита 0-20%), III – гидрослюдисто-каолиновая (каолинита 50-80%, г/слоды 0 – 30%, хлорита 0-50%), IV – каолинит-гидрослюдистая (г/слоды 50-80%, каолинита 10-50%, хлорита 0-30%), V – хлорит-гидрослюдисто-каолиновая (каолинита 0-50%, г/слоды 0-50%, хлорита 0-50%), VI – хлорит-гидрослюдистая (г/слоды 50-80%, каолинита 0-30%, хлорита 10-50%), VII – хлорит-каолиновая (каолинита 50-80%, г/слоды 0-30%, хлорита 10-50%), VIII – гидрослюдисто-хлоритовая (хлорита 50-80%, каолинита 0-30%, г/слоды 10-50%), IX – каолинит-хлоритовая (хлорита 50-80%, каолинита 10-50%, г/слоды 0-30%), X – хлоритовая (хлорита 80-100%, каолинита 0-20%, г/слоды 0-20%).



В Северной площади месторождения в целом соотношение ассоциаций глинистых минералов в цементной массе песчаников горизонта Ю₁ снова упрощается, начинает преобладать ассоциация V (хлорит-гидрослюдисто-каолининовая), распространенность гидрослюдисто-каолининовой ассоциации (верхняя часть разреза горизонта Ю₁) заметно сокращается. Эта же тенденция наблюдается и в широтном направлении по этой площади, в пределах которого поле развития хлорит-гидрослюдисто-каолининовой ассоциации (V) существенно расширяется, а поле гидрослюдисто-каолининовой ассоциации в составе цементной массы песчаников сокращается.

В целом на основе распределения выделенных ассоциаций глинистых минералов в пределах изученных площадей можно сделать вывод о постепенном выпадении каолининовых составляющих цемента в северном направлении по площади залежей Тевлинско-Русскинского месторождения и возрастания роли гидрослюдисто-смешаннослойных фаз. Кроме того, определенным индикатором условий седиментации являются карбонатная фаза (кальцит) в цементе песчаников. Роль этой фазы наиболее выражена в пределах Центральной площади (широкое развитие кальцита в цементе песчаников) и редуцирована в пределах Южной и Северной площадей Тевлинско-Русскинского месторождения.

Проведенные исследования соотношений тонкодисперсных фаз в цементе песчаников горизонта Ю₁, представляющих комплекс клиноформенных тел (Изотов, Аухатов, Бружес и др., 2008, Izotov et al, 2008) позволяют утверждать, что эти изменения связаны с фациально-палеогеографическими условиями формирования месторождения, локализованного на северном склоне регионально-выраженного Сургутского сводового поднятия.

В пределах Южной площади Тевлинско-Русскинского месторождения в верхнеюрское время существовали относительно глубоководные условия высокого шельфа с активным привнесом каолининового и в меньшей степени гидрослюдистого материала.

В пределах Центральной площади существовали более мелководные условия, что способствовало уменьшению в изучаемых породах глинистой составляющей с компенсацией ее содержания карбонатным материалом. С этим и связано более широкое распространение в цементе как тонкодисперсного, так и кристаллически зернистого кальцита. Можно предположить, что в пределах центральной площади Тевлинско-Русскинского месторождения в палеогеографическом плане существовала своеобразная «седловина» – мелководная зона, разделяющая площадь на более глубоководные Северную и Южную площади. Далее в

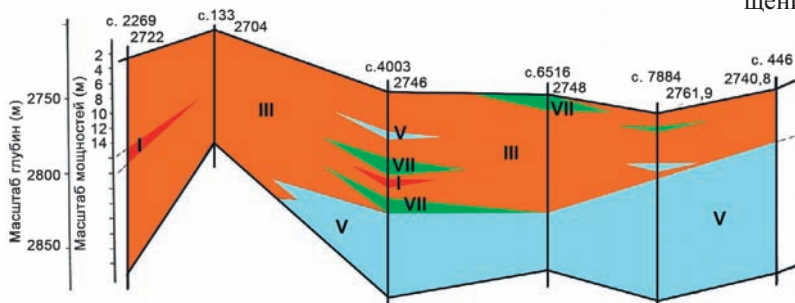


Рис. 3. Распределение ассоциаций глинистых минералов в породах горизонта Ю₁ Тевлинско-Русскинского месторождения (скв. 2269-446).

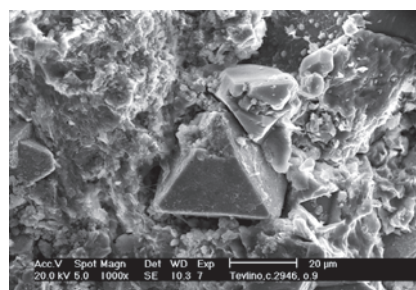


Рис. 4. Тевлинско-Русскинское месторождение. Скв. 2946. Ассоциация октаэдрических кристаллов пирита и микрокристаллов кварца в глинистой массе межзернового канала. Ув.1000х.

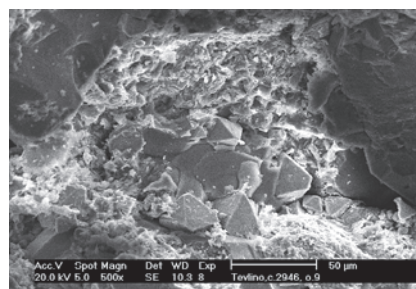


Рис. 5. Тевлинско-Русскинское месторождение. Скв. 2946. Структура порового пространства, выполненного глинистым веществом. Октаэдрические кристаллы пирита в глинистой массе, формирующие фрамбонды. Ув.500х.

Северной части Тевлинско-Русскинского месторождения снова начинают преобладать более глубоководные режимы. Однако при этом более широкое развитие получают гидрослюдисто-хлоритовые фазы тонкодисперсной составляющей. Преобладание гидрослюдисто-хлоритовых фаз в цементе песчаников горизонта Ю₁ этой площади свидетельствует об ограничении привноса каолининового материала. Наличие гидрослюдисто-хлоритовых фаз в цементе песчаников так же свидетельствует о развитии более застойных глубоководных условий седиментации осадочного материала, а в дальнейшем и развитии сложных диагенетических процессов в условиях восстановительной среды, с чем связана повышенная пиритизация песчаников в пределах этой площади. Об этом свидетельствует широкое развитие фрамбоидальных и тонкодисперсных выделений пирита (Рис. 4, 5), возникновение которых связано с появлением сульфатредуцирующих бактериальных форм в условиях сероводородного заражения, что также подтверждает наличие более застойных относительно глубоководных условий.

Полученные данные хорошо согласуются с данными по особенностям размещения залежей нефти в горизонтах Ю₁ и Ю₂ васюганской свиты. Так на плане размещения залежей в пределах изученных горизонтов четко прослеживается наибольшая приуроченность залежей к Южной и Центральной площадям Тевлинско-Русскинского месторождения – 11 залежей и всего 7 залежей в пределах Северной площади. Это свидетельствует о четком проявлении фациально-палеогеографического контроля в размещении залежей нефти в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения.

Проведенный анализ литолого-фациальных условий седиментации и постседиментационного преобразования песчаников горизонта Ю₁ в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения является основой для составления в дальнейшем литолого-технологической карты-схемы этого месторождения (Муслимов и др., 2003), так как особенности седиментации и диагенетического преобразования пород изучаемого горизонта непосредственно определяют его фильтрационно-емкостные свойства и их динамику в процессе разработки.

Н.В. Шкаликов¹, В.Д. Скирда¹, И.В. Николин², С.С. Сафонов²¹Казанский государственный университет им. В.И. Ульянова-Ленина, Казань²Московский научно-исследовательский центр технологической компании «Шлюмберже», Москва
Nikolay.Shkalikov@ksu.ru, Vladimir.Skirda@ksu.ru, INikolin@moscow.oilfield.slb.com, SSafonov@moscow.oilfield.slb.com

ИССЛЕДОВАНИЕ N-ПАРАФИНОВ В СОСТАВЕ НЕФТИ МЕТОДОМ ЯДЕРНОГО МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА

На примере нефти Мамуринского месторождения, а также выделенных из нее фракции масел и твердых парафинов, методом ЯМР проведены исследования фазовых превращений входящих в их состав высокомолекулярных n-парафинов. Показана возможность определения содержания n-парафинов в нефти на основе детального анализа температурных зависимостей релаксационных характеристик твердотельной компоненты сигнала ЯМР. Обнаружено, что средняя температура плавления n-парафинов в нефти превышает таковую для n-парафинов в масле. Выказано предположение о том, что этот результат может быть следствием взаимодействия n-парафинов с содержащимися в нефти надмолекулярными агрегатами смол и асфальтенов.

Ключевые слова: ядерный магнитный резонанс, твердотельная компонента, нефть, n-парафины, фазовые превращения.

Введение

Нефтяные парафины представляют собой сложную смесь твердых углеводородов (УВ), среди которых основную массу составляют высокомолекулярные n-парафины с числом атомов углерода в молекуле ≥ 18 и находящиеся при комнатной температуре в кристаллическом состоянии. Проблемы определения содержания n-парафинов в нефти достаточно успешно решаются при использовании в комплексе широкого набора методов (Богомо-

лова и др., 1984; ГОСТ 11851-85, 1985; Еременко, Максимов, 1986; Хадисова, 2004), включая атмосферно-вакуумную перегонку, гель-хроматографию и методы вымораживания парафинов в различных растворителях. Однако на практике выделяемые твердые парафины зачастую содержат примесь ненасыщенных УВ, в том числе полициклических нафтенов, что существенно усложняет количественную оценку содержания n-парафинов в нефти.

Вследствие сложности дисперсной структуры нефти,

Окончание статьи Л.Н. Бружес, В.Г. Изотова, Л.М. Ситдиковой «Литолого-фациальные условия формирования горизонта Ю₁ Тевлинско-Русскинского...»

Литература

Изотов В.Г., Ситдикова Л.М., Казанцев Ю.В., Ян П.А., Аухатов Я.Г. Лито-геодинамика верхнеюрских отложений в зоне развития содовых поднятий Среднего Приобья. *Сб. мат-ов II Всерос. совещ.: «Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии»*. Ярославль. 2007. 92-93.

Изотов В.Г., Аухатов Я.Г., Бружес Л.Н., Сайфутдинов А.Р. Литолого-геодинамический анализ деформации продуктивных пластов и покрышек Тевлинско-Русскинского месторождения (Среднее Приобье, Западная Сибирь). *Сб. мат-ов У-го Всерос. литологического совещ.: «Типы седиментогенеза и литогенеза и их эволюция в истории земли»*. Екатеринбург. Т. 1. 2008. 273-276.

Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Литолого-технологическое картирование нефтяных залежей – основа выбора стратегий воздействия на пласт с целью оптимизации коэффициента извлечения нефти. *Тр. 12 Европ. симп. «Повышение нефтеотдачи пластов. Освоение трудно извлекаемых запасов нефти»*. Казань. Изд. «ФЕН». 2003. 552-560.

Панарин А.Т., Изотов П.В., Аухатов Я.Г. Нано- и мезопористые коллекторы месторождений углеводородов северного региона Западной Сибири. *Сб. мат-ов конф.: «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья»*. М. Изд. «Нефть и газ». 2008. 230-236.

Izotov, V. G., Sitdikova, L. M., Bruzhes, L. N., Aukhatov, Y. G. The clay component of the Jurassic oil reservoirs of the Middle Ob group of fields (Western Siberia). *EGU Geophysical Research Abstracts*. Vol.10. EGU2008-A-04611. Vienna. 2008.

L.N. Bruzhes, V.G. Izotov, L.M. Sitdikova. **Lithofacies conditions of J₁ horizon formation within the Tevlinsko-Russkinskoe deposit (Western Siberia)**.

Data of the lithologic-mineralogical analysis of J₁ horizon structure within the Tevlinsko-Russkinskoe deposit (Western Siberia) are presented in this work. The factors supervising potential oil content of horizon are revealed. It is established that the Jurassic complex of rocks-collectors of a deposit on the size of pores and porous channels belongs to the class of nanoporous. Lithofacies evolution of the J₁ horizon within a deposit was studied, there were

allocated three areas with various type of facial conditions of rocks formation that is expressed in composition and structure of clastic and cement mass of sandstones of horizon which define reservoir properties. The obtained data allows to predict reaction of a layer to applied advanced recovery methods during working it out.

Keywords: rock-collector, facial conditions, evolution, sedimentation, paleogeography, nanoporous collectors, clay substance, association of clay minerals, reservoir properties.

Людмила Николаевна Бружес

зав. лаб. литологии и петрографии ООО «КогалымНИ-Пинефть». Научные интересы: литология нефтеносных формаций, минералогические особенности пород-коллекторов углеводородов.

628481, Россия, Когалым, ул. Дружбы Народов, 15. Тел./Факс: (34667)4-88-35.

Виктор Геннадьевич Изотов

к.геол.-мин.н., доц. каф. региональной геологии и полезных ископаемых. Научные интересы: оптическая и электронная микроскопия пород-коллекторов, минералогия, литология и фациальный анализ нефтеносных формаций.

Ляля Мирсалиховна Ситдикова

к.геол.-мин.н., Заслуженный геолог РТ, Почетный работник высшего и профессионального образования РФ, доцент каф. региональной геологии и полезных ископаемых. Научные интересы: петрология, минералогия глубоких горизонтов земной коры, рентгенография и электронная микроскопия наноминеральных комплексов зон деструкций и нефтеносных формаций.

Казанский государственный университет. 420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел./Факс (843)238-84-71.