

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СКВАЖИННОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

Рассмотрены основные геологические и технологические задачи, возникающие на стадиях разведки, разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа, решаемые методами скважинной сейсмической разведки. На основе примеров приведены некоторые результаты решения геологических задач (стратиграфическая привязка отраженных волн, изучение структурных и литологических особенностей околоскважинного пространства, оценка параметров трещиноватости, прогноз и контроль результатов гидроразрыва пласта и т.д.).

Ключевые слова: вертикальное сейсмическое профилирование, сейсмограмма, глубинный и временной разрез, гидроволна, трещиноватость, анизотропия, гидроразрыв.

В ООО «ТНГ-Групп» скважинные сейсмические исследования проводятся с 1956 г. За это время исследовано более 1600 глубоких скважин.

Для решения задач скважинной сейсмической разведки в ООО «ТНГ-Групп» создан программно-технический комплекс, который обеспечивает компьютеризированное управление технологией, многоканальную цифровую регистрацию, сбор и накопление информации непосредственно на месте проведения работ. Модификация аппаратуры позволяет проводить исследования скважин различных конструкций и глубин: обсаженные и необсаженные скважины с диаметром ствола от 75 до 320 мм, с температурой на забое до 125°C, при гидростатическом давлении до 120 МПа, глубиной до 7500 м. Параметрический ряд скважинной сейсмокаротажной аппаратуры позволяет проводить исследования почти всеми известными методами скважинной сейсмической разведки на нефть и газ.

В составе полевых партий имеется необходимое оборудование для проведения буровых и взрывных работ, невзрывные источники (сейсмические вибраторы НЕМ-50, AMG-R28M28, пневматические «пушки» ППИ-09, ППИ-10) и спутниковые системы топопривязки GPS.

Скважинные сейсмические исследования позволяют решать следующие геологические и технологические задачи, возникающие на стадиях разведки, разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа:

- параметрическое обеспечение наземных сейсморазведочных работ;
- изучение структурных и литологических особенностей околоскважинной среды;
- изучение естественной и искусственной трещиноватости карбонатных пород;
- подготовка геолого-геофизических данных для бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин;
- прогноз и контроль результатов гидроразрыва пласта (ГРП).

Для параметрического обеспечения наземных сейсморазведочных работ (определение скоростной характеристики разреза, отражающих и поглощающих свойств отложений) и детальной стратификации отражений, приуроченных к границам раздела сред с различными акустическими свойствами, выполняются исследования методом вертикального сейсмического профилирования (ВСП) (Рис. 1).

Непродольное вертикальное сейсмическое профилирование (НВСП) используется при детальном изучении геологического разреза в околоскважинном пространстве.

За свою 50-летнюю деятельность на рынке геофизических услуг накоплен большой опыт работы в различных климатических и геологических условиях. Сегодня выполняются исследования методом ВСП и НВСП в целом ряде регионов Российской Федерации: Восточной и Западной Сибири, Республике Татарстан, Коми, Удмуртии, Марий Эл, Оренбургской, Ульяновской и Самарской областях и Казахстане.

Основным нашим Заказчиком является ОАО «Татнефть». Объёмы выполняемых исследований НВСП колеблются от 25 до 40 скважин в год, которые расположены в разных тектонических и геологических условиях. Объектами исследований являются продуктивные отложения терригенного девона, нижнего и среднего карбона. В общей сложности НВСП исследовано более 300 скважин.

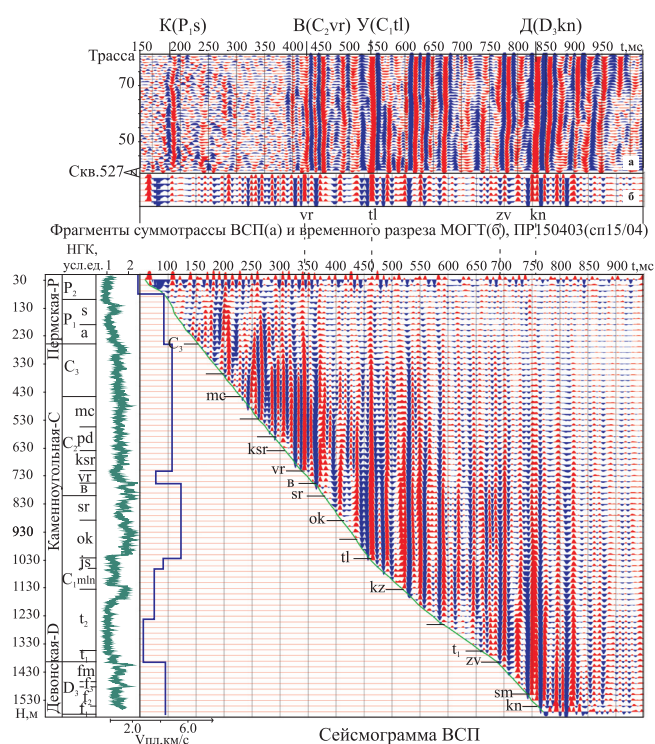


Рис. 1. Стратиграфическая привязка отражённых волн по данным ВСП.

На ряде месторождений, принадлежащих ОАО «Татнефть», проводилось и проводится активное разбуривание исследованных НВСП участков. Анализ результатов НВСП, выполненных в 2003-2006 г.г., и новых данных бурения показал достаточно высокую эффективность метода.

Как показывает практика, результаты работ НВСП в значительной степени способствуют оптимизации геологических работ на стадиях разведки и разработки нефтяных месторождений.

В целях уменьшения риска непродуктивного бурения, кроме повышения надежности изучения структурных планов, необходима также информация о литологических особенностях продуктивных пластов.

Методика прогнозирования литологических особенностей продуктивных отложений терригенного девона и нижнего карбона была опробована на ряде нефтяных месторождений Республики Татарстан (Кузайкинском, Бухарском, Урустамакском, Матросовском и др.) и основывалась на оценках отражающих свойств горизонтов, соответствующих продуктивным отложениям вдоль профилей НВСП.

В качестве примера приведены результаты прогнозирования литологических особенностей пласта D_1 пашийского горизонта на Урустамакском месторождении, где залежи нефти, связанные с линзами песчаных или песчано-алевролитовых пород, небольшие по размерам и относятся, в основном, к литологическому типу.

На Урустамакском месторождении вокруг скв.351, 231, 293 по данным исследований было выявлено распределение зон с повышенной и пониженной глинистостью в пашийском горизонте (Рис.2).

В дальнейшем по материалам НВСП, полученным в пределах Урустамакского нефтяного месторождения (скв.351, 293, 231), были пробурены скв.479 и скв.480. Полученные результаты бурения показали высокую эффективность НВСП при прогнозировании зон литологических замещений пласта- коллектора.

Изучение естественной и искусственной трещиноватости карбонатных пород. Одним из важных параметров при изучении карбонатных пород является трещиноватость. Известно, что во многих случаях направление систем открытой вертикальной трещиноватости определяет распространение зон высокопродуктивных коллекторов. Важным моментом является выявление на площади участков с различной степенью проницаемости продуктивных пластов и определение азимутальной направленности проницаемости.

Исследования, направленные на изучение параметров трещиноватости карбонатных отложений, на территории Республики Татарстан проводятся с 1989 г. и до настоящего времени. За это время исследовано порядка 120 скважин.

Для оценки параметров трещиноватости в ООО «ТНГ-Групп» применяются два способа.

В первом изучаются параметры азимутальной сейсмической анизотропии с использованием монотипных поперечных и обменных волн. Способ позволяет оценить параметры трещиноватости, если интервал трещиноватых пород составляет десятки метров.

Во втором способе (способ возбужденной гидроволны (СВГ)) оценивается подвижность флюида в коллекторах. Этот способ позволяет выявить проницаемость, обусловленную вертикальной трещиноватостью, и ее параметры непосредственно в продуктивных пластах.

Комплексирование данных, полученных двумя независимыми способами с существенно различной разрешающей способностью, позволяет повысить надежность и информативность исследований. Полученные результаты согласуются с имеющимися данными геолого-промысловых исследований.

Подготовка геолого-геофизических данных для бурения горизонтальных скважин (ГС). Эффективность бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин в значительной мере определяется степенью достоверности и полноты данных, которые используются при их проектировании, а также информационного сопровождения их бурения. Перед бурением горизонтальных скважин необходимо, как минимум, выявить плотные и трещиноватые участки, определить доминирующее направление трещин, оценить целостность и наклон пластов на протяжении проектируемых стволов ГС. Особое внимание, по всей вероятности, необходимо уделить выявлению активных дизъюнктивных дислокаций, контролирующих зоны повышенной фильтрации флюида.

Исследования с целью сбора данных, необходимых для бурения горизонтальных скважин, проведены на нескольких нефтяных месторождениях Татарстана. В процессе исследований решались следующие вопросы:

- изучение с повышенной детальностью структурных планов продуктивных отложений;
- оценка параметров трещиноватости в продуктивных отложениях и выделение зон с различным характером трещиноватости на площади исследований.

Для решения поставленных задач выполнялся комплекс исследований, включающий ПМ ВСП, ПМ НВСП, СВГ и др.

Для примера представлены результаты работ на Акташской площади Ново-Елховского месторождения, где объектом исследований являются нефтенасыщенные карбонатные отложения верхнетурнейского яруса. Мощность продуктивных пластов в исследованных скважинах примерно одинаковая и составляет 15-16 м.

По материалам НВСП оценивался рельеф поверхности продуктивных отложений, были выделены приподнятые участки и прогибы (Рис. 3).

По данным динамического анализа разрезов НВСП проведена дифференциация исследованного участка по степени развития плотных, уплотнённых и разуплотнённых пород и проанализирована их приуроченность к структурным элементам (Рис. 4).

Оценены параметры трещиноватости (направление и интенсивность) пород в продуктивных отложениях (Рис.5, 6). Полученные сведения об ориентировке трещин в разрезах скважин, в целом, согласуются с ориентировкой разломов в фундаменте и простиранием прогибов по данным геофизики и бурения, а сведения о коэффициентах анизотропии (степени трещиноватости) продуктивных отложений – с данными промысловой геофизики о пористости продуктивных пластов и с данными о дебитах нефти с водой. Наблюдается увеличение интенсивности трещиноватости к югу вдоль линии скв.6667, 6673, 6584, в то же время в скважинах 6575 и 6591, находящихся соответственно к западу и востоку от этой линии, анизотропия не обнаружена. Данное обстоятельство и выявленная двойная система трещиноватости в разрезах скв.6667, 6673 и 6584 свидетельствуют, что эти три скважины находятся в зоне

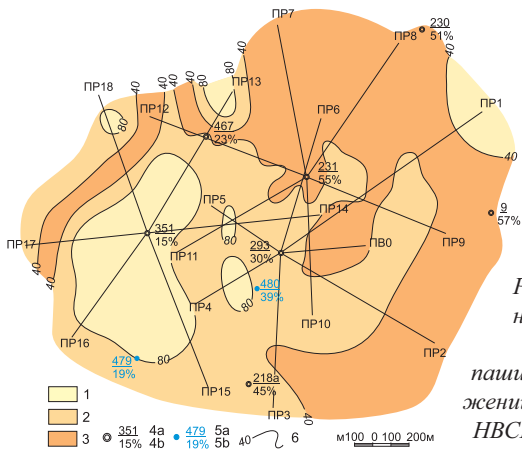


Рис. 2. Прогнозная схема глинизации пашийских отложений по данным НВСП и бурения.

развития тектонических дислокаций, которая в плане совпадает с положением разлома северо-восточной ориентировки, выделенного по данным АКГИ (Рис.6).

На Куакбашской площади Ромашкинского месторождения, кроме стандартного комплекса методов, были проведены исследования методом гидропрослушивания с целью выявления гидродинамической связи между скважинами №38097г и №15037 в продуктивных отложениях серпуховского яруса.

Сущность методики гидропрослушивания заключалась в оценке динамических параметров гидроволны в наблюдательной скважине в состоянии покоя и при создании депрессии в соседней скважине. В качестве наблюдательной использовалась скв. №15037. Расстояние между забоями скважин составляет 300 м. Комбинированный прибор с гидрофоном помещался в скв.15037 на глубине 800 м, соответствующей интервалу перфорации (800-812 м) в отложениях серпуховского яруса. В состоянии покоя наблюдения повторялись через каждые 4 часа, а при закачке – через каждые 2 часа в течении суток.

Анализ полученных данных показал, что по сравнению с фоновыми значениями средняя амплитуда сигнала во время работы скважины №38097г возросла более чем в 1000 раз, а энергия – 10000000 раз (Рис. 7). Эти результаты

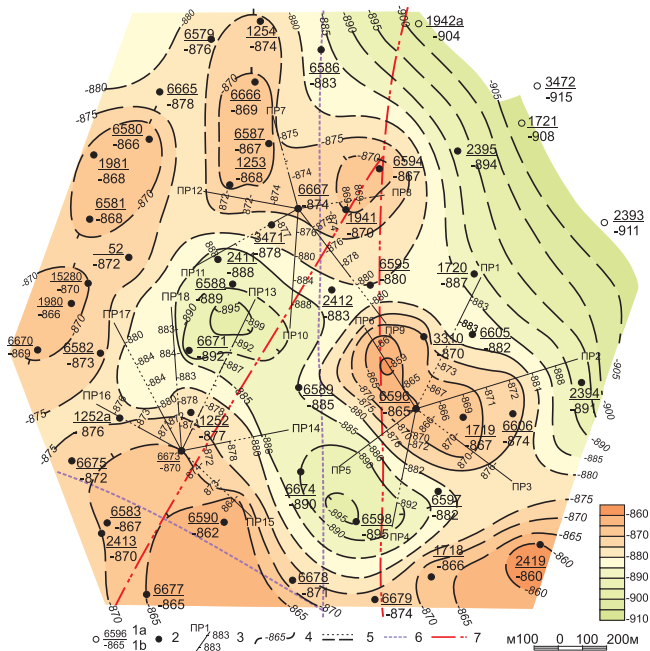


Рис. 3. Структурная карта по кровле турнейского яруса по данным НВСП и бурения. Ново-Елховское месторождение.

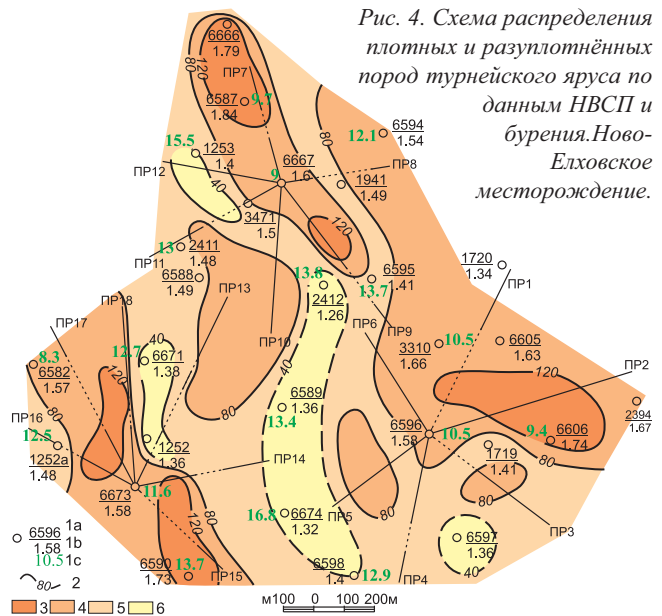


Рис. 4. Схема распределения плотных и разуплотнённых пород турнейского яруса по данным НВСП и бурения. Ново-Елховское месторождение.

позволяют сделать вывод о хорошей гидродинамической связи коллектора в отложениях серпуховского яруса между скважинами 38097г и 15037, что в дальнейшем может быть использовано для эффективной разработки залежи.

Прогноз и контроль результатов ГРП. Методика исследований, развитая применительно к изучению естественной трещиноватости, с некоторыми дополнениями и изменениями опробована с целью прогноза и контроля результатов гидроразрыва пласта. Исследования базировались на предположении о том, что трещина гидроразрыва, вероятнее всего, развивается по направлению естественных трещин в разрезе.

Исследования в скв.6584 Акташской площади проводились до и после проведения гидроразрыва. Измерениями до ГРП способом возбужденной гидроволны было установлено, что в продуктивном интервале турнейских отложений развиты две системы вертикальных трещин – субширотная и субмеридиональная, причем субширотная система более интенсивна. Измерения, выполненные после ГРП, свидетельствуют о том, что трещина гидроразрыва (ТГР) развивалась преимущественно в субширотном направлении, т.е. по направлению доминирующей естественной трещиноватости (Рис.8).

Кроме исследований СВГ до и после ГРП, изучены параметры азимутальной сейсмической анизотропии. Ус-

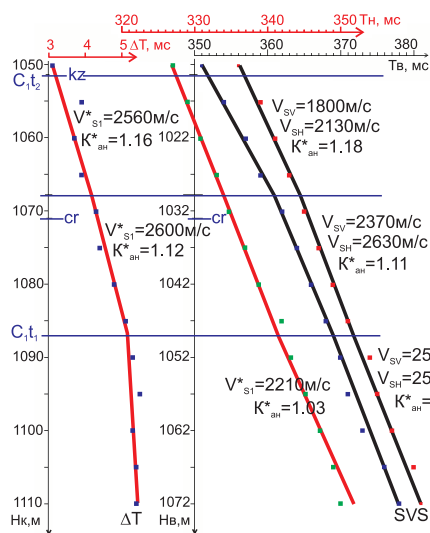
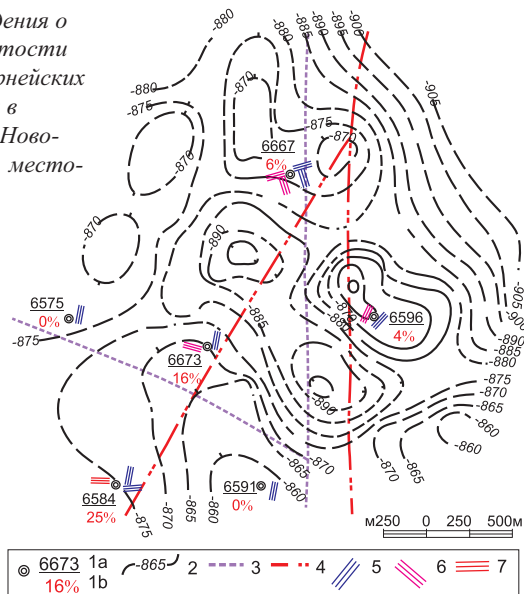


Рис. 5. Оценка коэффициентов анизотропии пород в отложениях турнейского яруса на основе проходящих обменных PS и поперечных S волн. Сква. 6673, Ново-Елховская площадь, Ново-Елховское месторождение.

Рис. 6. Сведения о трещиноватости разреза турнейских отложений в скважинах Ново-Елховского месторождения.



тановлено, что коэффициент анизотропии после ГРП увеличился в 1,6 раза, а направление ТГР – субширотное.

Воздействие ГРП на окружающую скважину среду оценено по характеру записей прямой волны, изменению ее кинематических и динамических характеристик, а также скорости распространения гидроволны. Динамические характеристики прямой волны после гидроразрыва заметно меняются вдоль ствола, до ГРП же они изменяются плавно (Рис.9). В зоне перфорации в интервале 1163-1180 м наблюдается относительное увеличение энергии и периода колебаний. Здесь также отмечается уменьшение скорости продольной волны. Этот интервал, по-видимому, является наиболее разуплотненным в продуктивном пласте в результате ГРП. Выше и ниже разуплотненных пород выделяются интервалы, где энергия и период волны уменьшаются, что соответствует, видимо, уплотненным породам.

Таким образом, выполненные исследования свидетельствуют о возможности прогноза и определения фак-

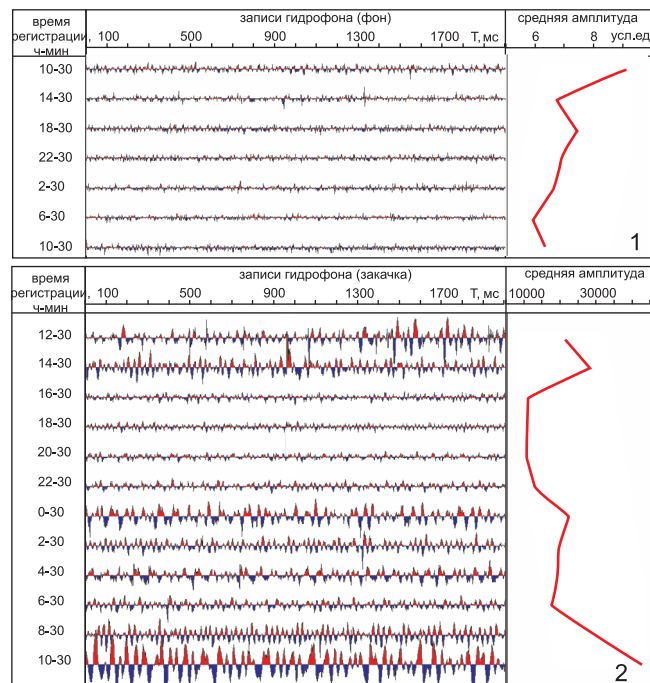
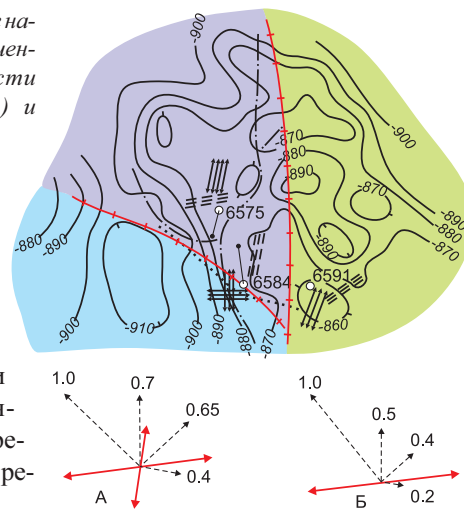


Рис. 7. Оценка динамических параметров гидроволны до (1) и после (2) гидроразрыва на продуктивный пласт.

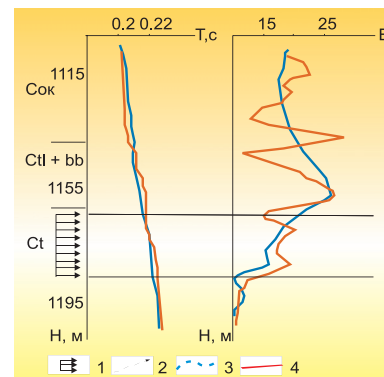
Рис. 8. Выявление направления повышенной подвижности флюида до (А) и после (Б) ГРП.

тического направления трещины гидроразрыва и ее высоты, а также оценки изменения интенсивности трещиноватости в результате ГРП.



Наиболее перспективным направлением, на наш взгляд, является увеличение объемов работ, связанных с изучением параметров трещиноватости и направления максимальной гидропроводности при разработке залежей нефти в отложениях карбона и девона. Эти работы могут быть использованы как при проектировании горизонталь-

Рис. 9. Динамические характеристики прямой волны до и после ГРП. 1 – интервал перфорации, 2 – нормированные отношения амплитуд гидроволны и прямой волны, 3 – динамические характеристики прямой волны до ГРП, 4 – динамические характеристики прямой волны после ГРП.



ных и наклонно-направленных скважин, так и при размещении нагнетательных скважин при разработке нефтяных месторождений. Применение технологии гидропрослушивания на месторождениях позволит выявлять группы гидродинамически связанных скважин, что будет способствовать эффективному и оперативному регулированию разработки пласта и поддержания темпов добычи нефти на стабильном уровне. Использование способа возбужденной гидроволны оперативно поможет спрогнозировать направление развития трещины при ГРП.

A.K. Doronkin, A.A. Zvegintcev, T.N. Ishuev, R.M. Karabanova, N.F. Malov. The current status and development prospects of the borehole seismic in the Republic of Tatarstan.

The paper reviews major geological and technological challenges in oil and gas exploration and development to solve by borehole seismic methods.

Key words: vertical seismic profiling, deep and time sections, hydraulic wave, fracturing, anisotropy, hydrofracturing.

Доронкин Александр Константинович, главный геофизик
Звезгинцев Анатолий Александрович, ведущий геофизик
Ишуев Тагир Насибулович, начальник ГЭ «ВСП-Сервис»
Карabanова Римма Мухамедгаяновна, ведущий геолог
Малов Николай Федорович, геофизик I категории
423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ООО «ТНГ-Групп», ул. Ворошилова, 21. Тел.: (85594) 7-14-01.