

Г.В. Романов<sup>1</sup>, М.Р. Якубов<sup>1</sup>, Д.Н. Борисов<sup>1</sup>, Ю.М. Ганеева<sup>1</sup>, К.И. Якубсон<sup>2</sup>  
<sup>1</sup>Институт органической и физической химии им. А.Е.Арбузова Казанского научного центра РАН, Казань  
<sup>2</sup>Институт проблем нефти и газа РАН, Москва  
 yakubovmr@mail.ru

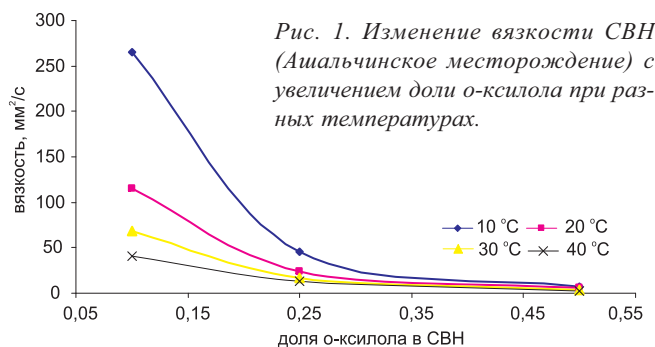
## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЫТЕСНЕНИЯ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ РАСТВОРИТЕЛЯМИ С ВИЗУАЛИЗАЦИЕЙ И ИССЛЕДОВАНИЕМ ИЗМЕНЕНИЙ ФИЗИКО- ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТЯНЫХ КОМПОНЕНТОВ

На основе лабораторных экспериментов и анализа литературных данных обоснована применимость углеводородных растворителей для извлечения сверхвязких нефтей и природных битумов в пермских залежах месторождений Татарстана. Способ добычи с использованием растворителей предусматривает варианты закачки как отдельно, так и совместно с различными теплоносителями (пар, парогаз и др.). Основной принцип способа заключается в снижении вязкости природных битумов до уровня добываемых традиционными методами нефтей. Разработаны и опробованы различные композиционные углеводородные растворители на основе недорогих и доступных базовых фракций. При использовании растворителей решается ряд технологических и экологических проблем, связанных с разработкой битумных залежей.

*Ключевые слова:* сверхвязкие нефти, природные битумы, лабораторное моделирование, снижение вязкости.

Месторождения и скопления сверхвязких нефтей (СВН) и природных битумов (ПБ) в России довольно многочисленны (более 500). Они обнаружены главным образом на глубинах до 400 м при поисково-разведочных работах на нефть, газ или в ходе полевых геологических исследований. Значительные запасы СВН и ПБ сосредоточены в коллекторах карбонатного типа, весьма низкое их содержание отмечается в породах месторождений Восточной Сибири, доминирующее положение они занимают в разрезе месторождений Тимано-Печорского региона и Татарстана. Заметно преобладают скопления СВН и ПБ с ресурсами менее 10 млн. т (Зенинский, 1985). К числу наиболее крупных месторождений следует отнести Оленекское, Рос-

сохинское (Республика Саха), Карасинское (Татарстан), Талотинское, Нядейское (Архангельская область) и Войс-



Окончание статьи В.А. Шляховского «Выявление неоднородностей литосферы...»

хранность, особенно это касается углеводородов.

Все вышесказанное, позволяет по-новому формировать методику поиска месторождений полезных ископаемых через выявление энергетических зон на изучаемой территории. Технология определения зон запатентована в РФ.

### Литература

- Валяев Б.М. Проблема генезиса нефтегазовых месторождений: теоретические аспекты и практическая значимость. Генезис углеводородных флюидов и месторождений. М.:ГЕОС. 2006. 14-22.
- Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Углеводородная ветвь дегазации в исследованиях по проблеме «дегазация Земли». *Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы*. М.:ГЕОС. 2008. 3-6.
- Литосфера Центральной и Восточной Европы: Молодые платформы и альпийский складчатый пояс. Отв.ред.А.В.Чекунов. Киев, Наук.думка. 1994. 331.
- Шляховский В.А. Гравитационная модель сейсмофокальных областей. *Георесурсы*. № 4(21). 2007. 28-30.
- Тимошенко В.И., Шляховский В.А., Сагалова Е.А., Сологуб Н.В. Исследование геофизических полей области Вранча. *Докл. АН УССР*. Сер.Б. 1984. №7. 23-25.
- Финчук В.В., Скопиченко И.М., Новиков А.В. Метод точного электромагнитного зондирования. Теория и способы обработки. *«Экологія і природокористування»*. Вип. 6. 2003, Дніпропетровськ. 173-178.
- Шляховский В.А., Финчук В.В., Ю.Л., Секачев Л.Н. Опыт ис-

пользования геофизических методов при поиске залежей углеводорода. *Интервал*. №10. 2007.

Шляховский В.А., Секачев Л.Н. Энергетические зоны Земли - сейсмичность и полезные ископаемые. Связь поверхностных структур земной коры с глубинными. Петрозаводск: Каральский научный центр РАН. 2 ч. 2008. 359-360.

Шляховский В.А., Финчук В.В., Забулонов Ю.Л., Секачев Л.Н. «Способ определения вертикальных зон напряженного деформированного состояния среды». *Патент РФ*. №2313112.

### V.A. Shlyakhovsky. The determination of the nonuniform of the lithosphere as a source which formed hydrocarbon deposits.

Geophysical data of some geological structures are presented in this paper. Its connection with oil-and-gas formation and oil-and-gas accumulation is analyzed.

*Keywords:* lithosphere, fault, density, conductivity, hydrocarbon.

Владимир Арнольдович Шляховский

Рук. геофизического центра ООО «НПФ ЛАНЕФ», к.геол.-мин.н. Научные интересы: геофизическое моделирование литосферы, изучение и управление полями напряжений Земли, поиск и разведка полезных ископаемых.  
 423603, г.Елабуга, ул.Калистова, 10. Тел.: (85557) 46-211.

кое (Республика Коми) (Халимов и др, 1983, Клубов, 1983).

До сегодняшнего времени для подавляющего большинства месторождений России проблемы добычи, сбора, подготовки и переработки СВН и ПБ остаются крайне актуальными. Поэтому, в частности, широкомасштабное введение месторождений в пермских залежах Татарстана в промышленную разработку пока не представляется возможным, несмотря на относительно небольшую глубину залегания (80 – 350 м), территориальное расположение на хорошо обустроенных территориях нефтяных районов с развитой инфраструктурой и наличием высококвалифицированных специалистов-нефтяников.

Основные трудности добычи такого сырья обусловлены аномально высокой вязкостью в пластовых условиях, достигающей значений в десятки и сотни тысяч сантипуаз. Несмотря на высокую проницаемость (не менее 0,2 мкм<sup>2</sup>) и достаточную нефтенасыщенную толщину (5 – 15 м) терригенных коллекторов залежей СВН и ПБ, такие факторы, как низкое пластовое давление (0,4 – 0,5 МПа) и аномально высокая вязкость в совокупности не позволяют осуществлять эффективное вытеснение из пласта и обеспечение притока к забою скважин.

Основные причины повышенной вязкости СВН и ПБ – высокое содержание смолисто-асфальтеновых компонентов и пониженное содержание легких (н.к. –200°С) фракций. Сравнение показателей компонентного состава обычных нефтей и СВН в некоторых случаях не показывает существенных различий, кроме содержания легких фракций – в СВН их либо нет совсем, либо не превышает 2 – 3 мас.%. Кроме того условия залегания СВН и ПБ, например, в пермских отложениях Татарстана отличаются по температуре, которая составляет всего 8 – 10°С. Поэтому, в первую очередь привнесение дополнительного количества легких фракций при сравнительно небольшом повышении температуры в залежи позволит существенно повысить продуктивность коллекторов с СВН и ПБ.

Варианты разработки месторождений СВН и ПБ на основе снижения их вязкости путем закачки в пласт конденсата, добываемого на соседних месторождениях, или дистиллятных фракций, получаемых при первичной переработке добываемых нефтей, предлагались в работах (Грайфер и др., 2003). Известны проекты разработки Русского, Северо-Комсомольского и Ваньеганского месторождений высоковязкой нефти с использованием конденсата из ниже залегающих пластов или близко расположенных Заполярного, Северо-Губкинского и Варьеганского газоконденсатных месторождений, соответственно (Халимов, Колесникова, 1997). В исходных параметрах расчетов принято, что вязкость добываемой смеси (нефть+конденсат) необходимо снизить до 50 мПа·с.

В Канаде получили распространение технологии извлечения СВН и ПБ и разработки битуминозных песчаников, основанными на использовании пара: циклическая закачка пара (Cyclic Steam Stimulation – CSS) и парогравитационное дрениро-

вание (Steam-Assisted Gravity Drainage – SAGD). В последнее время обоснована коммерческая эффективность метода добычи с использованием растворителей в паровом состоянии (VAPor EXtraction – VAPEX). В данной технологии, как и в SAGD, используются две горизонтальные скважины, нагнетательная расположена в верхней части пласта-коллектора, а добывающая – в нижней (Butler and Mokrys, 1991). Нагретые этан и (или) пропан-бутан закачиваются в скважину, расположенную в верхней части пласта. Снижение вязкости битума достигается за счет нагрева и разжижения растворителем, в результате чего смесь битум-растворитель самотеком стекает вниз в добывающую скважину. Процесс может осуществляться в различных вариантах: для пары горизонтальных скважин, одиночной горизонтальной скважины или комбинации вертикальных и горизонтальных скважин. За счет использования углеводородных растворителей удастся существенно снизить энергозатраты, а также успешно разрабатывать коллекторы с повышенным глиносодержанием, где не применимы методы с использованием пара. Основные критерии для применения технологии VAPEX предполагают следующие начальные условия: толщина продуктивного пласта > 12 метров, вязкость битума в пластовых условиях > 600 мПа·с, горизонтальная проницаемость > 1000 мкм<sup>2</sup>, вертикальная проницаемость > 200 мкм<sup>2</sup>.

В настоящее время также используются процессы совместной закачки пара и растворителя: расширенное (улучшенное) растворителем парогравитационное воздействие – Expanding Solvent SAGD (ES SAGD), процесс с добавкой растворителя – Solvent Aided Process (SAP), чередование закачки пара и растворителя – Steam Alternating Process (SAS), где в качестве углеводородного растворителя в основном используются пропан-бутан или пентан-гексановая фракция (нафта). По мнению зарубежных специалистов, для достижения высокой битумоотдачи необходимый уровень снижения вязкости, к примеру, битумов Атабаски, должен достигать 10 мПа·с, в то время как их вязкость в пластовых условиях составляет не менее 1000000 мПа·с (Gates, 2005). Использование SAP значительно улучшает энергетическую эффективность SAGD за счет уменьшения количества тепла для необходимого снижения вязкости битума. Базовые расчеты для внедрения вышеперечисленных технологий были осуществлены еще в 80-90 годах прошлого столетия (Butler & Mokrys, 1991; Edmunds & Gittins, 1993; Palmgren & Edmunds, 1995).

При выборе технологических решений и обоснования проектных параметров для каждого месторождения необходимо учитывать множество факторов – геологическое строение залежей, минеральный состав пород-коллекторов, начальное пластовое давление, динамику снижения вязкости СВН и ПБ в зависимости от температуры и объема растворителя и др. Основной проблемой при использовании растворителей для извлечения СВН и ПБ является неодно-

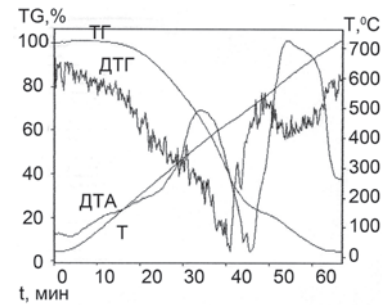
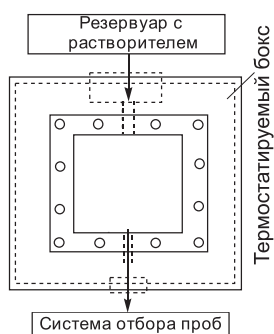


Рис. 3. Характерные кривые термического анализа (TG, DTG, DTA и T) проб битума, вытесненных из модели пласта.



В Канаде получили распространение технологии извлечения СВН и ПБ и разработки битуминозных песчаников, основанными на использовании пара: циклическая закачка пара (Cyclic Steam Stimulation – CSS) и парогравитационное дрениро-

Рис. 2. Схема лабораторной установки по моделированию физико-химического воздействия растворителей на битумонасыщенный пласт.

родность продуктивных пластов, в результате чего значительно снижается охват залежи воздействием.

В 60-х годах прошлого столетия (Забродин и др., 1968) проводились исследования различных методов вытеснения нефти из пласта углеводородными растворителями на установках с учетом критериев подобия процесса на модели. Первые практические результаты получены на опытном участке Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения. Выявлены основные особенности процессов вытеснения нефти из пласта растворителями: гравитационный фактор является главной причиной языкообразования по мощности пласта как в однородных, так и в слоистонеоднородных полого-залегающих пористых средах; увеличение разности плотностей нефти и закачиваемого растворителя приводит к снижению нефтеотдачи до прорыва растворителя; механизм поперечного обмена жидкостями между слоями неоднородной пористой среды объясняется только молекулярной диффузией, поэтому ее эффект несопоставим с гораздо более существенным влиянием гравитационных сил; слоистая неоднородность пласта может стабилизировать продвижение фронта вытеснения, если низкопроницаемый слой расположен над высокопроницаемым, а растворитель легче нефти.

Однако вышеперечисленные результаты получены для маловязких нефтей в низкопроницаемых коллекторах отложений девона, что не позволяет использовать выявленные закономерности для проектирования методов разработки залежей СВН в пермских отложениях.

Для оценки перспективности использования углеводородных растворителей для извлечения битумов скважинными методами нами проведены исследования с использованием проб из пермских отложений различных месторождений Татарстана: Мордово-Кармальского, Ашальчинского и Горского. Различие физико-химических характеристик (Табл.), используемых нефтяных объектов, позволяет в широком диапазоне определить динамику снижения их вязкости в зависимости от дозировок и свойств различных растворителей.

В качестве растворителей выбраны фракции различных нефтей, в которых в различных пропорциях представлены углеводороды алифатического, алициклического и ароматического типа. Для сравнения дополнительно анализировалась эффективность крупнотоннажного побочного продукта нефтехимических производств, состоящего преимущественно из высококипящих алкилароматических углеводородов. Проведенные исследования позволили выделить следующие основные результаты: для снижения вязкости СВН и ПБ в пластовых условиях до уровня 10 – 50 мПа·с с использованием растворителей необходимо их добавление в количестве 10 – 25% в зависимости от состава залегающих флюидов; увеличение температуры в

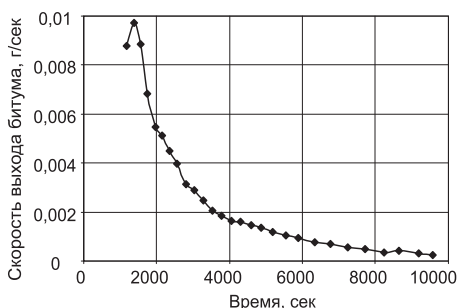


Рис. 4. Скорость извлечения СВН (Ашальчинское месторождение) при 10% в породе и визуальное изменение порового пространства в модели.

пласте, например, за счет совместного использования теплоносителя (пар или парогаз) значительно снижает количество необходимого растворителя, т.е. уже при +50°C для большинства СВН и ПБ достаточно будет 5 – 10%; в качестве базовых фракций наиболее оптимальными являются легкие фракции обычных нефтей, а увеличение доли легкокипящих ароматических углеводородов в составе растворителя будет способствовать повышению его эффективности; использование растворителей, основанных только на легкокипящих алкановых углеводородах (пропан-бутан, газовый бензин, ШФЛУ) в зависимости от состава СВН и ПБ приводит к коагуляции асфальтенов и снижению проницаемости коллектора; возможности использования крупнотоннажных побочных продуктов нефтехимических производств ограничиваются их невысокой эффективностью; варианты применения подобных углеводородных систем могут быть основаны на использовании в качестве оторочки перед закачкой основного растворителя или компаундированием с легкокипящими нефтяными фракциями для их удешевления. В качестве примера на рис. 1 представлена динамика снижения кинематической вязкости СВН Ашальчинского месторождения в зависимости от добавки о-ксилола и температуры.

Основное преимущество использования углеводородных растворителей для добычи СВН и ПБ заключается в превращении их в обычные нефти, что предполагает возможность дальнейшей подготовки, транспортировки и переработки традиционными методами. Кроме того, снижаются негативные экологические последствия по сравнению с методами, основанными на внутрислоевом горении или закачке пара.

Несмотря на кажущуюся простоту методов использования растворителей для добычи СВН и ПБ, доведение подобных технологий даже до стадии опытного внедрения требует проведения большого спектра работ.

В настоящее время отсутствуют надежные сведения о закономерностях процессов физической (конвективной) дисперсии и молекулярной диффузии в зоне контакта нефть-растворитель в зависимости от геолого-физических условий и состава залегающих флюидов, что, в основном, препятствует получению сопоставимых экспериментальных и расчетных базовых параметров для составления технологических проектов разработки месторождений СВН и ПБ с использованием углеводородных растворителей (Yazdani & Maini, 2008). В случае использования в качестве растворителей легких алкановых углеводородов необходимы данные об объемах осаждающихся асфальтенов в битумонасыщенном пласте. В соответствии с этими задачами проведено экспериментальное моделирование физико-химического воздействия углеводородных растворителей на битумонасыщенный пласт с использованием лабораторных модельных установок (Рис. 2), что позволяет оценить следующие базовые параметры: динамика изменения скорости извлечения СВН в зависимости от состава, битумонасыщенности, проницаемости, температуры при

| Месторождение       | Плотность, $d_4^{20}$ | Вязкость, мм <sup>2</sup> /с | Компонентный состав, мас.% |       |            |
|---------------------|-----------------------|------------------------------|----------------------------|-------|------------|
|                     |                       |                              | масла                      | смоли | асфальтены |
| Мордово-Кармальское | 0,9487                | 768                          | 66,1                       | 26,9  | 6,0        |
| Ашальчинское        | 0,9540                | 3083                         | 73,4                       | 20,6  | 6,0        |
| Горское             | 1,0110                | ≈100000                      | 46,4                       | 34,9  | 18,7       |

Табл. Физико-химические характеристики СВН и ПБ.



Рис. 5. Визуальное изменение порового пространства модели в процессе извлечения СВН (Ашалычинское месторождение) при 10% содержании.

использовании растворителей на основе легкокипящих алкановых углеводородов; изменение состава извлекаемой смеси СВН+растворитель и количество осажденных в поровой среде асфальто-смолистых компонентов.

Первый этап модельных экспериментов проведен с использованием СВН Ашалычинского месторождения. В качестве минеральной составляющей моделей битуманышеных песчаников подготовлена фракция промытого песка (0,125 – 0,250 мм), проницаемость которой составляет 270 мкм<sup>2</sup>. В качестве углеводородного растворителя использовался петролейный эфир 40 – 70 (смесь пентан+гексан) при температуре вытеснения 20°C. Оценка динамики извлечения проводилась по количеству битума в зависимости от объема закачанного растворителя при содержании битума в породе 5 и 10 мас.%. Эксперимент проводился при атмосферном давлении, режим вытеснения под действием силы тяжести сверху вниз. При анализе полученных смесей СВН+растворитель кроме количественного выхода жидкости анализировалось изменение структурно-группового состава выделенных проб СВН методами ИК спектроскопии и термического анализа (Рис.3). Кроме того, проводилась количественная оценка остаточной нефти и содержание асфальтенов в различных частях модельной установки.

В результате проведенных работ отработана методика проведения экспериментов по моделированию физико-химического воздействия углеводородными растворителями на битумонасыщенный пласт в различных условиях. Экспериментальная установка одновременно с визуализацией изменений порового пространства битумонасыщенной модели позволяет фиксировать скорость извлечения СВН (Рис. 4, 5).

Результаты проведенных модельных экспериментов в совокупности с анализом изменения физико-химических характеристик СВН в процессе извлечения растворителями позволяют сделать следующие выводы:

- битумонасыщенность не оказывает существенного влияния на динамику извлечения битумов углеводородными растворителями на основе легких алканов;
- остаточное содержание битума в промытых участках модели составляет 1 – 2 мас.% от начального количества. В различных участках модельной установки после вытеснения СВН растворителем содержание асфальтенов в остаточном битуме Ашалычинского месторождения варьирует в интервале 55 – 75 мас.%;
- осаждение асфальтенов в пористой среде происходит в начальной стадии процесса вытеснения в зоне контакта СВН-растворитель и зависит в первую очередь от компонентного состава нефти.

## Литература

Грайфер В.И., Максutow Р.А., Заволжский В.Б., Якимов А.С. Техничко-технологические основы освоения запасов битумных

нефтей на базе инноваций. *Технологии ТЭК*. №10. 2003.

Забродин П.И., Раковский Н.Л., Розенберг М.Д. Вытеснение нефти из пласта растворителями. Недра. 1968. 224.

Зенинский А.М. Экономика использования нефтябитуминозных пород. *Обзор информ. ВНИИОЭНГ*. Вып. 4. 1985. 180.

Клубов Б.А. Природные битумы Севера. М.: Наука. 1983. 240.

Халимов Э.М., Акишев И.М., Жабрева П.С. и др. Месторождения природных битумов. М.: Недра. 1983. 300.

Халимов Э.М., Колесникова Н.В. Промышленные запасы и ресурсы и ресурсы природных битумов и сверхвысоковязких нефтей России, перспективные геотехнологии их освоения. *Геология нефти и газа*. №3. 1997.

Ali Yazdani & Brij V. Maini. Modeling of the VAPEX Process in a Very Large Physical Model. *Energy & Fuels*. 2008. Vol 22. 535-544.

Butler, R.M., & Mokrys, I.J. A New Process (VAPEX) for Recovering Heavy Oils Using Hot Water and Hydrocarbon Vapor. *J. Can. Pet. Tech.* Vol 30. 1991. 97-106.

Edmunds N.R. & Gittins S.D. Effective application of steam assisted gravity drainage of bitumen to long horizontal well pairs. *JCPT*. 1993. Vol. 32. No 6. 49-55.

Gates I.D. Design of the Injection Strategy in Expanding-Solvent Steam-Assisted Gravity Drainage. *Proc. of the Second CDEN Int. Conf. on Design Education, Innovation, and Practice Kananaskis*. Canada. 2005. 1-8.

Palmgren C. and Edmunds N. High temperature Naphtha to replace steam in the SAGD process. *SPE 30294. Proc. of the Int. Heavy Oil Symposium. Canada*. 1995.

Redford D.A. The use of solvents and gases with steam in the recovery of bitumen from oil sands. *JCPT*. Vol 21. 1982. 45-53.

G.V. Romanov, M.R. Yakubov, D.N. Borisov, J.M. Ganeeva, K.I. Yakubson. **Experimental modelling of replacement superviscous нефтей solvents with visualisation and research of changes of physical and chemical properties of oil components.**

On base laboratory experiment and analysis literary given for applicability of the hydrocarbon solvents to extraction extra viscosity oils and natural bitumens in Tartarstan oilfield. The Way of the mining with is-use of the solvents provides the variants of pump as apart, so and with different thermal agents (the vapor and others.). Cardinal principle of the way is concluded in essential reduction of viscosity natural bitumens prior to level gained of the oils. It is designed and tested different compositions of hydrocarbon solvents on base inexpensive and available base oil fraction. The row technological dares under is-use of the solvents and ecological problems.

*Keywords:* extra viscosity oils, natural bitumens, laboratory experiment, reduction of viscosity.

*Геннадий Васильевич Романов*

Заведующий лабораторией химии и геохимии нефти.  
Докт. хим. наук, профессор, чл-корр. Академии наук РТ

*Махмут Ренатович Якубов*

Старший научный сотрудник, канд. хим. наук

*Дмитрий Николаевич Борисов*

Младший научный сотрудник, канд. хим. наук

*Юлия Муратовна Ганеева*

Научный сотрудник, канд. хим. наук

Учреждение Российской Академии наук Институт органической и физической химии им. А.Е.Арбузова Казанского научного центра РАН

420088, г. Казань, ул. Арбузова, д.8. Тел.: (843) 273-18-62.

*Кристоф Израильич Якубсон*

Заместитель директора, канд. техн. наук

Учреждение Российской академии наук Институт проблем нефти и газа РАН.

119333, Москва, ул. Губкина д. 3. Тел.: (499)135-73-71.