

# НЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ГЛУБИННОЙ ДЕГАЗАЦИИ ГЕОСТРУКТУР ТАТАРСТАНА

Для геолого-тектонических условий Южно-Татарского свода масштаб нефтеносности прямо пропорционален интенсивности неотектонических движений, интенсивность и амплитуды положительных движений новейшего тектонического этапа развития земной коры способствуют аккумуляции нефти в антиклинальных ловушках. Восходящий режим новейших движений вызывает направленный поток нефтефлюидов из областей генерации к антиклинальным структурам. При наличии надежных покрышек и других благоприятных факторов из поступающих углеводородов образуются залежи нефти и газа.

*Ключевые слова:* неотектоника, амплитуда, структура, нефтефлюиды.

## Введение

В настоящее время геологическое разъяснение противоречия между нефтегенерирующим потенциалом доманикитов осадочной толщи Татарстана (порядка 700 млн. т) и фактическим объемом добытой нефти (более 3 млрд. т) имеет весьма важное значение (Муслимов, 2007), т. к. от этого зависит дальнейшая стратегия нефтедобычи респуб-

лики. Данное противоречие находит достаточно хорошее объяснение с учетом новейшей геодинамики земной коры и предполагаемого подтока глубинных углеводородов по каналам зон деструкции кристаллического фундамента. К тому же, в настоящее время считается доказанным, что ведущая роль в образовании месторождений нефти и газа принадлежит неотектоническим движениям.

Окончание статьи Р.С. Хисамова, Р.Р. Ибатуллина, М.И. Амерханова, С.С. Слесаревой «Оценка возможного подтока глубинных углеводородов в разрабатываемые залежи...»

тельно более заметен в начальные годы разработки эксплуатационного объекта на естественном режиме. Затем он затухает по абсолютной величине по мере интенсификации техногенных воздействий на пласт силовыми методами, в том числе и, особенно, в результате тотального применения внутриконтурной закачки воды под избыточным давлением нагнетания, но проявляется (наиболее четко через каждые 14 лет) при более тонком анализе динамики дебитов скважин по нефти.

В заключении следует отметить, что проводимые нами исследования возможности увеличения извлекаемых запасов нефти терригенного девона за счёт современного подтока глубинной нефти с локализацией зон такой подпитки должны рассматриваться только как предварительные. Однако результаты, полученные при выполнении этих работ, обосновывают, по нашему мнению, большие перспективы для продолжения исследований.

## Литература

Аширов К.Б. О реальных возможностях научно-технического прогресса в нефтедобывающей отрасли. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. № 12. 1998. 2-11.

Гильманшин А.Ф., Глузов И.Ф. Применение фотоколориметрии нефтей для решения отдельных геолого-промысловых задач. *Мат-лы конф.: «Теоретические и экспериментальные исследования разработки нефтяных месторождений»*. Казань: изд-во КГУ. 1964. 154.

Закс Л. Статистическое оценивание. Пер. с нем. В.Н. Варыгина: под ред. Ю.П. Адлера и В.Г. Горского. М.: Статистика. 1976. 598.

Муслимов Р.Х. Развитие нефтегазового комплекса Республики Татарстан до 2020 г.: возможности и проблемы. *Нефтяное хозяйство*. № 5. 2005. 10-14.

Муслимов Р.Х. Пути расширения ресурсной базы на поздней стадии развития нефтедобывающих регионов. *Тр. науч.-практ. конф.: «Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений»*. Казань. 1999.

Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова К.М. Роль кристаллического фундамента нефтегазоносных бассейнов в генерации и регенерации запасов углеводородного сырья. *Докл. конф.: «Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений. Фундаментальные основы нефтя-*

*ной геологии»*. С-Пб: ВНИГРИ. Т.1. 1991. 268.

Муслимов Р.Х. и др. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. М.: ВНИИОЭНГ. Т.1. 1995. 492.

R.S. Khisamov, R.R. Ibatullin, M.I. Amerkhanov, S.S. Slesareva.  
**Estimation of deep hydrocarbon possible inflow into the developed deposits of the Romashkino field, Tatarstan Republic, Russia (on the example of Minnibayevo area).**

The article presents the complex analysis results of geological and field data for the developed areas of the Romashkino field in order to study the modern process of deep hydrocarbons inflow and replenishment of the existing oil deposits. The great potential value of the research concerning replenishment of oil deposits is noted.

*Keywords:* petroleum, deposit, flow rate, production, replenishment of oil deposits, abnormal parameters of boreholes.

*Раис Салихович Хисамов*

Главный геолог – зам. генерального директора ОАО «Татнефть», д.геол.-мин.н, профессор.

423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75. Тел.: (88553) 307-117.

*Равиль Рустамович Ибатуллин*

Д.тех.н., директор Института «ТатНИПИнефть».

*Амерханов Марат Инкилапович*

Заведующий лабораторией повышения нефтеотдачи заводненных пластов Института «ТатНИПИнефть», к.тех.н.

423230, Бугульма, ул. М.Джалиля, 32. Тел.: (85594) 7-85-68.

*Валентина Вениаминовна Слесарева*

Старший научный сотрудник ООО «Наука»

423230, Бугульма, ул. М.Джалиля, 32. Тел.: (85594) 785-69.





– прямая зависимость между режимом неотектогенеза и масштабом нефтеносности Южно-Татарского свода.

### Результаты детальных исследований

Исследования по выявлению особенностей палеоструктурного развития и палеогеодинамики территории Куакбашского вала с вычислением палеопревышений проводились по поверхности кристаллического фундамента по состоянию на поздне: тиманское, семилукское, данково-лебединское, фаменское, тульское, серпуховское, башкирское, верейское и ассельское время палеозойской эры. В статье нет возможности подробно описать развитие Куакбашского вала за данный временной промежуток. Поэтому, приведем лишь основные результаты этих построений.

И палеогеодинамические, и неотектонические построения проводились на основе разработанного автором метода, позволяющего изучать палео- и неотектогенез земной коры по уровню консолидированного основания или любого раздела осадочной толщи (Мингазов, 2005).

Проведенные палеотектонические реконструкции позволили установить генезис Куакбашского вала – это седиментационно-тектоническая структура, сформирована в результате новейших восходящих блоковых движений кристаллического фундамента и воздымания увеличенной толщи терригенных осадков, отложившихся в центральной части территории (Лукьянова, 2003).

Особенности неотектогенеза (современной геодинамики) кристаллического фундамента исследуемого объекта следующие (Рис. 3).

Неотектоническими построениями уверенно выделяются ограничивающий Куакбашский вал с запада Алтунино-Шунакский разлом субмеридиональной ориентировки и Южный, Граничный, I-I, II-II, III-III, IV-IV разломы северо-восточного простирания на юго-восточном склоне вала. Причем, кроме выявления точного планового положения осей разломов с детальной характеристикой колебаний гипсометрии их продольных профилей

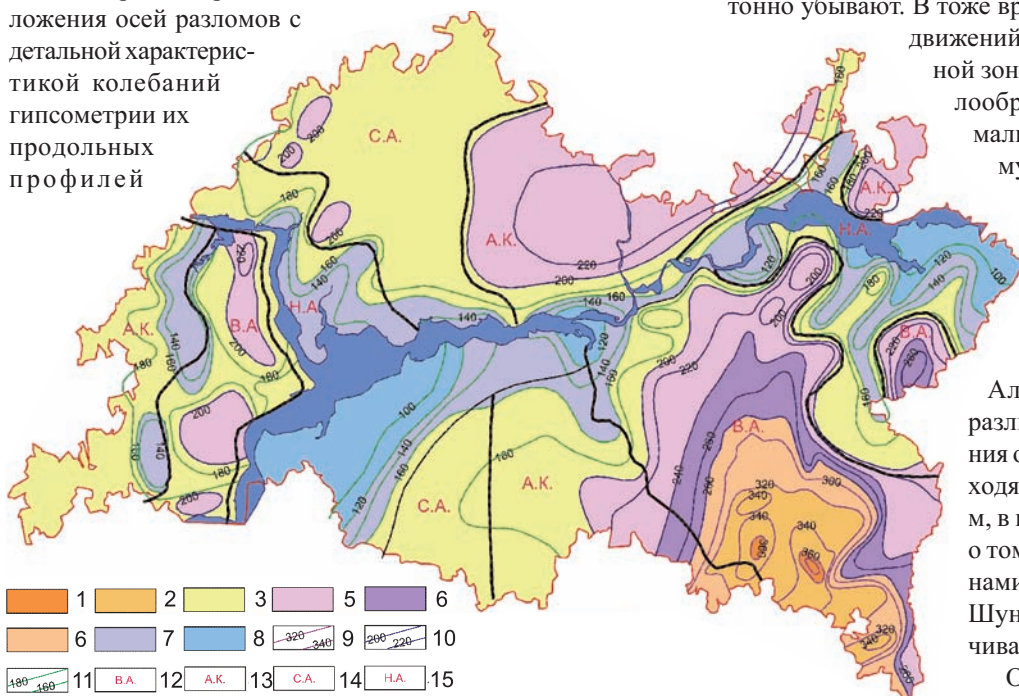


Рис. 2. Карта новейшей тектоники Республики Татарстан. Средние суммарные амплитуды новейших тектонических движений (м); 1 – 400-360; 2 – 360-320; 3 – 320-280; 4 – 280-240; 5 – 240-200; 6 – 200-160; 7 – 160-120; 8 – 120-80. Изолинии тектонических движений (м): 9 – за период  $Pg_3-Q$ ; 10 –  $N_1-Q$ ; 11 –  $N_2-Q$ . Режимы неотектонических движений: 12 – весьма активный; 13 – активный; 14 – слабоактивный; 15 – неактивный.

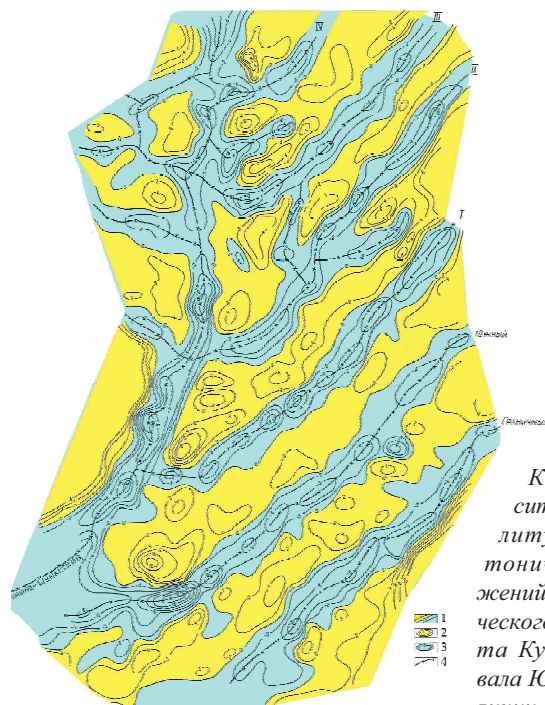


Рис. 3. Карта относительных амплитуд неотектонических движений кристаллического фундамента Куакбашского вала ЮТС. 1 – изолинии превышений

неотектонических движений, 2 – участки положительных превышений, 3 – участки отрицательных превышений, 4 – дизъюнктивы кристаллического фундамента.

хорошо картируются приразломные зоны с точным очерчиванием их границ. Между разломными зонами выделяются зоны положительных превышений современных движений северо-восточной ориентации, образующие линейные валообразные структуры соответствующего простирания. На юго-западных перегибах данных валообразных зон (в местах сочленения с Алтунино-Шунакской разломной зоной) значения положительных деформаций неотектогенеза максимальные, к северо-востоку они монотонно убывают. В тоже время градиенты отрицательных движений Алтунино-Шунакской разломной зоны на участках сочленения с валообразными зонами также максимальные. Это явление, по-видимому, не случайное и объясняется механизмом структурной компенсации нисходящих движений Алтунино-Шунакской разломной зоны (аналог изостазии).

Динамика неотектогенеза Алтунино-Шунакского разлома различная, в северной части значения отрицательных превышений доходят до – 6 м, в центральной – до – 8 м, в южной – до – 10 м. Это говорит о том, что в настоящее время геодинамическая активность Алтунино-Шунакской разломной зоны увеличивается с севера на юг.

Отрицательные градиенты неотектонических движений Южного разлома северо-восточной ориентации, являющегося ответвлением от Алтунино-Шунакского, также большие в юго-западной части, доходят

до – 12 м (на участке сочленения с Алтунино-Шунакским разломом). На северо-востоке они не превышают – 6 м. Данная картина дополнительно подтверждает более активную динамику современных движений южной части Алтунино-Шунакской разломной зоны.

На самом юге исследуемой территории выделяется Граничный разлом северо-восточного простирания. Динамика его неотектогенеза, в отличие от всех других выделенных на поверхности кристаллического фундамента разломов, более спокойная. Отрицательные превышения современных движений Граничной разломной зоны не превышают – 6 м. В юго-западной части разлома отрицательные градиенты современных движений находятся в промежутке 0-1 м. Участки сочленения других разломов с активной Алтунино-Шунакской разломной зоной, наоборот, характеризуются максимальными значениями отрицательных превышений.

Севернее, кроме Граничного и Южного, по поверхности кристаллического фундамента уверенно выделяется ряд взаимопараллельных разломов (I-I, II-II, III-III, IV-IV) северо-восточного простирания. Все они являются опережающими Алтунино-Шунакский разлом, по степени современной активности равнозначные, отрицательные градиенты неотектогенеза не превышают – 7 м.

Увеличение абсолютных отметок с юго-запада на северо-восток и взаимопараллельность разломов северо-восточной ориентации доказывают ступенчатый вид моноклинали кристаллического фундамента исследуемой территории в виде структурных террас.

Режим современной геодинамики фундамента района контролируется Алтунино-Шунакским разломом, т. к. основной объем разрядки напряжений осуществляется по нему в виде блоково-разрывных подвижек, а остаточная энергия напряжения коры разряжается по его опережающим разломам. Динамика линейных зон положительных превышений также контролируется Алтунино-Шунакским и другими разломами. Значения отрицательных превышений неотектогенеза разломных зон прямо пропорциональны значениям положительных превышений валлообразных зон.

Изучено распределение признаков нефтеносности (по опробованию, анализу керна, СКО, КИИ-146 и КИИ-95) 301-303 залежей относительно неотектонических характеристик серпуховско-верейского комплекса пород. Анализ показал, что подавляющее большинство скважин с признаками нефтеносности приурочено к зонам положительных превышений неотектогенеза структурных планов отложений серпуховско-верейского комплекса. К сожалению, в рамках статьи нет возможности детально расписать данное распределение и, тем более, демонстрировать его картографически.

Таким образом, проведенные палеоструктурные, палеогеодинамические и неотектонические исследования показали, что:

- ЮТС и Куакбашский вал являются молодыми тектоническими сооружениями, образованными в виде структур I и II-порядков в неотектонический этап развития земной коры;

- Ромашкинское месторождение и 301-303 залежи, образованные в пределах Южно-Татарского свода и Куакбашского вала, находятся в районе с весьма активным режимом новейших движений;

- к Ромашкинскому месторождению и 301-303 залежам приурочено активное в настоящее время Алтунино-Шунакское разрывное нарушение консолидированного основания с большой дифференциацией отрицательных градиентов неотектогенеза его продольного профиля.

Выше говорилось, что ЮТС представляет собой молодую структуру, образованную в неотектонический этап развития земной коры. Отсюда следует, что и Ромашкинское месторождение образование молодое, заполнение его ловушки происходило в новейшее время; по данным Глумова И. Ф. и Уварова С. Г. – происходит и в настоящее время. Данными исследователями на основе нефтепромысловой информации по эксплуатации более 2 тысяч скважин за 50 лет разработки найдено более десятка косвенных признаков подтока глубинной нефти в горизонты  $D_1$  (пашийские отложения) и  $D_0$  (тиманские отложения) Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения (Глумов и др., 2006).

Методика идентификации аномальных скважин основана на инверсиях дебитов нефти в течение жизни каждой скважины, т. е. когда долговременное естественное падение дебитов «вдруг» сменяется долговременным ростом дебитов нефти. Но здесь возникает главная трудность – невозможно однозначно определить, зависит ли та или иная аномалия дебитов нефти от предполагаемого феномена, или она объясняется техногенными воздействиями на пласт и добывающую скважину в процессе их эксплуатации. Эти трудности обойдены использованием более 40 признаков аномальности скважин, таких как:

- скважины с инверсиями дебитов нефти в процессе их эксплуатации, когда при долговременном падении дебитов нефти «вдруг» наблюдается не менее долговременное, статистически существенное увеличение дебитов;

- скважины с растущим дебитом нефти в течение 5-10 лет в период времени после года максимального дебита;

- действующие поныне скважины, накопленный водонефтяной фактор которых в 2-4 раза ниже, чем в целом по Абдрахмановской площади;

- «скважины – рекордсменки» с дебитами около 100 т/сут.;

- «скважины – миллионеры» с суммарным отбором нефти больше 1 млн. т;

- «скважины – долгожители» с периодом эксплуатации более 40 лет;

- скважины с рекордно высокой дополнительной добычей нефти в результате реализации ГТМ по воздействию на пласт для стимуляции, водоограничения и повышения нефтеотдачи;

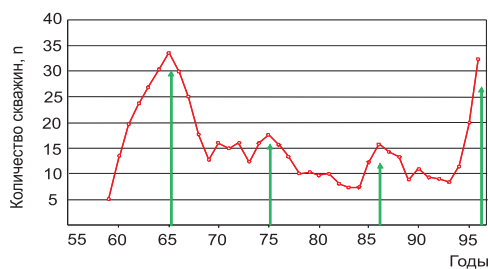
- пониженный водонефтяной фактор действующих скважин и др.

По состоянию на конец 2001 г. (анализ проводился относительно этой даты) фонд действующих добывающих скважин составил 979, в том числе 165 нагнетательных, временно эксплуатируемых на нефть, бездействующих скважин – 63.

Было выявлено 526 скважин горизонта  $D_1$  с инверсиями дебитов нефти в их динамике, из них 335 скважин, продолжавших работать и в 2001 г. Определены 204 скважины горизонта  $D_1$ , инверсии дебитов которых отмечались с 1985 г., т. е. в условиях падающей добычи нефти на Абдрахмановской площади, из них 181 скважина горизонта  $D_1$  с ин-



Рис. 4. Динамика изменения количества скважин с инверсиями среднегодовых дебитов нефти Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения.



версиями дебитов продолжала работать и в 2001 г.

В ходе анализа выявлены 47 скважин горизонта  $D_1$  с несколькими инверсиями дебитов нефти, из них 39 скважин продолжали работать в 2001 г. Также выявлены 29 скважин горизонта  $D_1$  с инверсиями дебитов нефти после продолжительного простоя скважин.

Определен перечень 153 скважин горизонта  $D_1$  с «дополнительной» добычей нефти более 100 тыс. т, полученной в результате инверсий дебитов нефти, и 36 скважин горизонта  $D_1$ , «дополнительная» добыча нефти которых в результате инверсий дебитов составила более 200 тыс. т. Кроме этого, выявлено 14 скважин горизонтов  $D_{II}$ - $D_{IV}$  с инверсиями дебитов нефти, из них 13 скважин работали и в 2001 г. Определены параметры 191 скважины горизонта  $D_1$  с растущими (в течение 5 лет) дебитами нефти после года достижения максимального дебита для всей площади, т. е. в период падающих дебитов.

К настоящему времени накопленный водонефтяной фактор (ВНФ) в целом по девону Абдрахмановской площади составляет около  $2 \text{ м}^3$  добытой воды на 1 т добытой нефти. ВНФ считается пониженным, если его величина меньше  $1 \text{ м}^3$ , т. е. если из скважины добыто больше нефти, чем воды ( $Q_H > Q_B$ ). Выявлены 228 скважин с пониженным ВНФ (меньше  $1 \text{ м}^3/\text{т}$ ), работавших в 2001 г., из них у 24 скважин суммарная добыча нефти превысила 0,5 млн. т, а у 96 скважин суммарная добыча нефти составила более 100 тыс. т из каждой скважины. Отмечены 47 скважин с добычей нефти также более 100 тыс. т, работавших в 2001 г., но с ещё более низким накопленным ВНФ (менее  $0,5 \text{ м}^3/\text{т}$ ).

Также установлены 128 «скважин – долгожителей», проработавших не менее 40 лет без длительных остановок и свыше 116 «скважин – долгожителей», продолжавших работать в 2001 г.; 21 «скважина – миллионер» с добычей нефти за время их эксплуатации более 1 млн. т.

В итоге приводим динамику количества скважин с инверсиями среднегодовых дебитов нефти по годам с начала разработки Абдрахмановской площади (Рис. 4).

Рисунок показывает четкие максимумы описываемого параметра через каждые 10-11 лет, т. е. функционирует некий механизм, посредством которого, по-видимому, происходит пополнение ловушки терригенного девона Абдрахмановской площади с максимальной активностью через каждые 10-11 лет.

Описанные нефтепромысловые характеристики скважин объективно свидетельствуют о наличии признаков аномальности добывающих скважин. Следовательно, они индицируют предполагаемый феномен в пределах Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения, т. е. активный Алтунино-Шунакский разлом может служить каналом миграции углеводородов из глубинных зон деструкции кристаллического фундамента в нижние горизонты осадочного чехла.

Таким образом, существующий масштаб нефтеносности Южно-Татарского свода предопределен существующим режимом (по градации автора, весьма активным) его неотектогенеза. При восходящем режиме новейших движений положительные структуры вызывают направленный к ним поток нефтефлюидов из интервалов или областей генерации по системе активизированных в настоящее время разломов (в данном случае, по Алтунино-Шунакскому и его оперяющим дизъюнктивам). При нисходящих движениях, наоборот, углеводороды выдавливаются из структуры. Обратно говоря, в пределах юго-востока РТ восходящие и нисходящие новейшие деформации создают в отложениях осадочного чехла эффект компрессии-декомпрессии с интервалом через каждые 10-11 лет, чем автор и связывает причину описанного феномена в породах терригенного девона Ромашкинского месторождения.

## Литература

- Лукьянова Р.Г. Геологические аспекты поисков залежей нефти в девонском терригенном резервуаре Татарстана. Автореф. дис. на соис. уч. ст. к. геол.-мин.н. Бугульма: ТатНИПИнефть. 2000. 160.
- Глумов И.Ф., Уваров С.Г., Слесарева В.В., Афанасьева О.И. Исследование возможности увеличения извлекаемых запасов нефти терригенного девона за счет современного подтока глубинной нефти на примере Абдрахмановской площади Ромашкинского нефтяного месторождения. *Тр. ТатНИПИнефть*. Бугульма. 2006. 245-251.
- Дедков А.П. О денудационных срезках и древних поверхностях выравнивания в Среднем Поволжье. Казань: Изд. КГУ. 1972. 3-20.
- Мингазов М. Н. Оценка перспектив нефтеносности осадочной толщи палеозоя на основе неотектонических исследований. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». 2005. 160.
- Муслимов Р. Х. Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании, постоянной подпитке (возобновлении) месторождений углеводородов. *Нефтяное хозяйство*. 2007. № 3. 24-29.

## M. Mingazov, A. Strizhenok, B. Mingazov. Neotectonic aspects of geostructures deep degasification on the territory of the Republic of Tatarstan (Russia).

In geological and tectonic conditions of the South-Tatar arch oil-bearing capacity scale is directly proportional to the intensity of neotectonic movements; the positive movements intensity and amplitude of the newest tectonic stage of the Earth crust contribute to the accumulation of oil in anticlinal traps. The upward process of the newest movements creates a directed flow of petroleum fluids from the generation areas to anticlinal structures. In the presence of heavy overlying seals and other favorable factors oil and gas deposits are being occurred from the incoming hydrocarbons.

*Keywords:* neotectonics, amplitude, structure, petroleum fluids.

### Минтахир Нургатович Мингазов

Начальник отдела экологической безопасности при разработке нефтяных месторождений, к. геол.-мин.н.

### Алия Аксяновна Стриженок

Зав. сектором аэрокосмогеологических исследований, к. геол.-мин.н.

### Булат Минтахирович Мингазов

Инженер отдела развития информационных технологий и моделирования пластовых систем.

Институт «ТатНИПИнефть», 423236, Бугульма, ул. М.Джалиля, 32. Тел.: (85594)789-78, (85594)789-50.