

Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра)
Департамент по недропользованию по Приволжскому федеральному округу (Приволжскнедра)
Отдел геологии и лицензирования по Чувашской Республике (Чувашнедра)
ФГУ «ТФИ по Приволжскому федеральному округу»



Обзор «Нефтепоисковые исследования в Чувашской Республике»

(проект Перечня объектов государственного заказа
Федерального агентства по недропользованию по воспроизводству
минерально-сырьевой базы углеводородного сырья на 2012 год)

г. Чебоксары
2011 г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

на проведение работ по геологическому изучению недр и воспроизводству минерально-сырьевой базы углеводородного сырья

Предложения для включения в проект Перечня объектов государственного заказа Федерального агентства по недропользованию (Роснедра) по воспроизводству минерально-сырьевой базы углеводородного сырья на 2012 год (далее - Предложения) подготовлены согласно приказу Роснедра от 07.04.2011 г. № 363 в соответствии с Временными требованиями по представлению материалов, обосновывающих проведение геологоразведочных работ (Приложение 2).

Предложения подготовлены Отделом геологии и лицензирования по Чувашской Республике Департамента по недропользованию по Приволжскому федеральному округу (Чувашнедра, И.о. начальника - Андриевский Ф.М.).

Информационное обеспечение выполнено Чувашским филиалом ФГУ «ТФГИ по Приволжскому федеральному округу» (руководитель - Гуменюк Е.В.). Как основание - приказ Роснедра от 13.11.2011 г. № 1336 «Временный регламент информационного взаимодействия территориальных органов Федерального агентства по недропользованию и федеральных государственных учреждений «Территориальные фонды геологической информации» (Приложение 1); составители: к.г.-м.н. Рахимов М.С. (ред.), к.г.-м.н. Васильев И.В., компьютерная графика - А.В. Семенова.

Основными критериями, обосновывающими проведение планируемых геолого-разведочных работ, направленных на изучение недр, локализацию и оценку ресурсного потенциала углеводородного сырья, являются:

- соответствие задачам «Долгосрочной государственной программы изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья» (утверждена приказом МПР России от 16.07.2008 № 151), проекту ведомственной целевой программы «Воспроизводство минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья»;
- наличие перспектив наращивания ресурсов углеводородного сырья в общем минерально-сырьевом потенциале субъекта Российской Федерации;
- необходимость оценки ресурсного потенциала и создания резерва участков недр, обеспечивающих формирование сырьевой базы в пределах намечаемых к освоению территорий;
- благоприятное для освоения экономико-географическое положение объектов.

Материалы, обосновывающие проведение работ по геологическому изучению и воспроизводству минерально-сырьевой базы на углеводородное сырье оформлены в форме пояснительной записки (включает обязательные разделы), текстовая часть которой сопровождается рисунками и приложениями (графическими, табличными).

Общие позиции для планируемого объекта ГРР на УВ-сырье: характеристика степени изученности объекта работ и прилегающей территории; оценка перспектив нефтеносности с указанием ближайших месторождений углеводородов; сведения о наличии на территории объекта работ месторождений полезных ископаемых, действующих лицензий на пользование недрами; сведения о наличии особо охраняемых природных территорий; сведения о наличии транспортных коммуникаций и возможных способах доставки грузов на объект работ.

ВВЕДЕНИЕ

В основу предложений по объектам геологоразведочных работ по геологическому изучению недр и воспроизводству минерально-сырьевой базы углеводородного сырья на 2012 год положена совокупность геоинформации, накопленной за период 1994-2010 гг.: информации разнородной, разнометодной, разноуровневой и разномасштабной.

Нефтепоисковые исследования, выполненные в период 1994-2010 гг. российскими специализированными научно-производственными организациями на основе комплекса геофизических, геохимических, буровых и научно-исследовательских работ, при совместном финансировании за счет средств бюджета и частного капитала, выявили общие закономерности геологического строения и позволили по-новому оценить перспективы ранее малоизученных, в том числе по территории Чувашии, регионально нефтеносных для Волго-Уральской НГП комплексов, развитых в девонских и каменноугольных отложениях.

Наиболее перспективной территорией – по данным ВНИГНИ – является восточная часть Чувашии, сопредельная с Западным Татарстаном, характеризующаяся на основе комплексной оценки структурного, литолого-фациального, геохимического и гидро-геологического критериев, благоприятными предпосылками для генерации и формирования залежей УВ. Накопление же информационной базы прогнозирования, позволило КамНИИКИГС, на основе увязки результатов оценки по всем тектоническим элементам и территориям Среднего Поволжья, обосновать количественную оценку НСР нефти для территории Чувашской Республики: ~67/~13 млн. тонн, соответственно, геологические/извлекаемые.

Необходимо подчеркнуть, что по территории Чувашии лишь в конце XX века (за последние 55 лет) была пробурена только одна глубокая скважина на нефть в пределах Турмышского лицензионного участка – поисковая скважина № 1 с получением параметрической информации по разрезу (вещественный состав, оценка фильтрационно-емкостных свойств пород и др.). Основной вывод, сделанный по результатам литологического изучения керна, генетической диагностики типов отложений, палеонтологического изучения микрофауны, исследований ОВ и битумов, сводится к тому, что на северо-востоке Токмовского свода возможно обнаружение залежей нефти; основным продуктивным комплексом является верхнедевонско-турнейский, характеризующийся наличием пород-коллекторов, флюидоупоров, различных типов потенциальных ловушек УВ и глинисто-карбонатных нефтематеринских пород, находящихся в зоне «нефтяного окна». В частности, по данным пиролиза в девонских, турнейских и нижевизейских отложениях, степень зрелости ОВ соответствует началу «нефтяного окна», а глинисто-карбонатные породы в этих интервалах разреза могут быть нефтематеринскими; групповой состав битумов и содержание УВ в битуме в объединенной пробе из верхнедевонско-турнейских отложений, может указывать на наличие УВ-скопления в районе скважины Турмышская №1. С учетом достаточно сложных поверхностных сейсмогеологических условий достоверность сейсмоструктурных построений – до начала бурения – оказалась низкой: несоответствие по глубине на уровне целевых горизонтов составило несколько десятков метров, в плане (после уточнения) – 5-7 км.

Это лишний раз свидетельствует о том, что из-за отсутствия параметрических данных информативность и достоверность современных геофизических методов будет оставаться низкой, а поисковые работы не будут отличаться достаточной степенью эффективности.

С этой целью, в пределах восточного склона Токмовского свода (Чувашский фрагмент), в качестве нового объекта ГРР на 2012 год (*объект не был заявлен на рассмотрение в Роснедра в 2011 г.*) выступает бурение параметрической скважины.

Местоположение планируемой скважины приурочено к восточному склону Токмовского свода в пределах Ибресинского локального поднятия, выделяемого сейсморазведкой МОГТ по всем отражающим горизонтам палеозоя, и, помимо изучения геологического разреза (со вскрытием кристаллического фундамента на глубине 1800 м) будет решать поисковую задачу по выявлению нефтеносных горизонтов: скважина предположительно вскрыет наиболее полные разрезы карбона и девона, в т.ч. терригенного девона.

На данном участке ранее выполнены сейсмические исследования по оптимальной сети профилей МОГТ, носящие комплексный характер, а именно, с наложением данных электроразведки, гравиметрии и геохимического опробования. Однако, не обеспеченные параметрическими данными по разрезу, материалы геолого-геофизического характера существенно теряют в достоверности интерпретации. Очевидно, что только бурение в этом районе параметрической скважины, обеспеченной современным комплексом геофизических, литологических, петрофизических и геохимических исследований, глубиной 1800 м, которая прошла бы весь разрез осадочного чехла, а также додевонские отложения, можно решить задачи и по сейсмостратиграфической привязке отражений, изучить геологический разрез и оценить перспективы нефтеносности.

Стоит отметить, что в район местоположения предлагаемой скважины вышли своими окончаниями региональные геофизические профили (МОГТ и «несейсмические» методы), отработка которых совмещена с геохимическим опробованием, определенные госзаказом Роснедра/Приволжскнедра по ГИН и ВМСБ на УВ-сырье на 2007-2009 гг. по территории Приволжского федерального округа:

- Объект «Региональные комплексные геофизические работы и геохимические исследования в пределах Рязано-Саратовского прогиба, Городищенского грабена и Токмовского свода (Саратовская, Пензенская, Ульяновская области, Республики Мордовия и Чувашия)», гос. регистрационный № 033-07-15. Общий объем - 500 пог. км (по территории Чувашии ~95 пог.км). Организация-исполнитель - ГФУП «ВНИИГеофизика» (ОП «Спецгеофизика»). Примечание: Согласно заседанию НТС Приволжскнедра от 18.06.2010 г. № 308 в пределах Ибресинского вала, в тех же пространственных границах, выделено нефтеперспективное локальное поднятие, названное Климовским.

- Объект «Региональные комплексные геофизические работы и геохимические исследования в пределах Сурского прогиба Токмовского свода (Нижегородская, Пензенская области, Республики Чувашская и Мордовия)», гос. регистрационный № 033-07-14/2. Общий объем - 1090 пог. км (по территории Чувашии ~75 пог.км). Организация-исполнитель - ГФУП «ВНИИГТ».

При этом только выявление перспективных площадей с локализованными прогнозными ресурсами УВ в пределах малоизученных регионов (Чувашия, Западный Татарстан, Республика Марий Эл) и комплексов явно недостаточно.

Действительная заинтересованность государства в интенсификации ГРП должна выразиться в выделении средств на подготовку объектов под глубокое бурение и на само бурение. Иначе возникает определенный дисбаланс между объемом выполненных в последние годы региональных геолого-геофизических работ и отсутствием достоверной информации о параметрах осадочного чехла и кристаллического фундамента.

Результаты параметрического бурения для целей прогноза нефтеносности и уточнения региональной геологии станут базовыми на ближайшую перспективу.

Постановка параметрического бурения с поисковыми задачами позволит разведать начальные суммарные ресурсы нефти по территории Чувашии и снизить «первичный геологический риск» при реализации инвестиционных проектов за счет средств недропользователей.

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГИОНА

1.1. Географо-экономическое положение и особенности освоения углеводородных ресурсов

Чувашская Республика-Чувашия - общая площадь 18,3 тыс. км² - расположена на востоке Восточно-Европейской (Русской) равнины, в Среднем Поволжье, на правом и левом берегах реки Волга. Большая часть занимает правобережье Волги и находится на территории, ограниченной волжскими притоками – Сурой и Свиягой. Положение Чувашии в центре Среднего Поволжья определяет природные особенности (условия, схожие с современными, установились в 15-12 тыс. до н.э.).

По схеме физико-географического районирования России территория Чувашии входит в две провинции: южной части низменного Заволжья и лесостепную провинцию Приволжской возвышенности с лиственными и хвойными лесами, лесостепью и степью. На территории наблюдается широтная и долготная зональность (смена природных комплексов с запада на восток). В связи с тем, что лево- и правобережная части Чувашии формировались в разных геологических условиях, рельеф левобережной части низменный, а право-бережной – возвышенный, холмистый, осложненный оврагами, балками и небольшими речками.

Геологическая история формирования участка Русской платформы, в пределах которой находится Чувашия, характеризуется «двухэтажным» строением: нижний (на глубине порядка 1,5-2 км) – кристаллический фундамент, сложенный метаморфическими и магматическими породами архея и протерозоя; верхний «этаж» – образуют осадочные горные породы позднепалеозойского времени.

Нахождение территории между 54° с.ш. и 56° с.ш. определило ее климат - умеренно-континентальный, с резко выраженными чертами времен года. Из-за вытянутости с севера на юг (расстояние между крайними северной и южной точками около 200 км, а наибольшая протяженность с запада на восток составляет ~150 км) наблюдаются температурные различия до 2-3°С между крайними точками. Климатические условия территории характеризуются положительным радиационным балансом; воздушные массы перемещаются, главным образом, с запада на восток и преобладает циклоническая деятельность; наблюдается тесная связь атмосферного давления с годовым ходом температуры воздуха; годовой ход влажности воздуха прямо зависит от температурного режима.

Источники водных ресурсов в Чувашии представлены как поверхностными, так и подземными водами. С давних времен именно ресурсы рек (больших – Волга, Сура и малых) и озер (сотни с площадью более 1 га), играли большую роль в жизни человека. Ресурсы подземных вод Чувашии огромны, т.к. они залегают по всей осадочной толще (до глубин 1400-1800 м), однако не все они пригодны для хозяйственных целей.

Почвенный покров разнообразен: с севера на юг происходит смена 4-х типов почв (подзолистых, дерново-подзолистых, серых лесных и черноземов); а по долинам рек сформировались дерново-пойменные аллювиальные почвы. Почвенные ресурсы ценятся своим плодородием и используются в сельском и лесном хозяйствах.

Значительно разнообразие растительных и животных сообществ. Так леса представлены хвойными и лиственными породами деревьев (сохранились на менее одной третьей части территории и распределены неравномерно); сохранилась степная растительность; луговая растительность покрывает нераспаханные поймы малых рек Чувашии; незначительные площади заняты болотной и водной растительностью. В целом характерно смешение животных южной тайги и типичных степных форм: на территории обитает свыше 60 видов млекопитающих, около 50 видов рыб, 16 видов земноводных и пресмыкающихся; здесь можно встретить более 250 видов птиц, разнообразие (около 4500 видов) беспозвоночных.

Функционируют 2 ООПТ федерального и 95 республиканского значения, в т.ч. 68 памятников природы, 14 ГПЗ, 2 госохотзаказника, 1 дендрологический парк, 1 этноприродный парк, 4 округа санитарной охраны, 5 лесных генетических резерватов; имеются 37 ООПТ местного значения (противоэрозионные леса и лесопосадки, зоны санитарной охраны источников водоснабжения, зелёные зоны вокруг городов и населенных пунктов и др.).

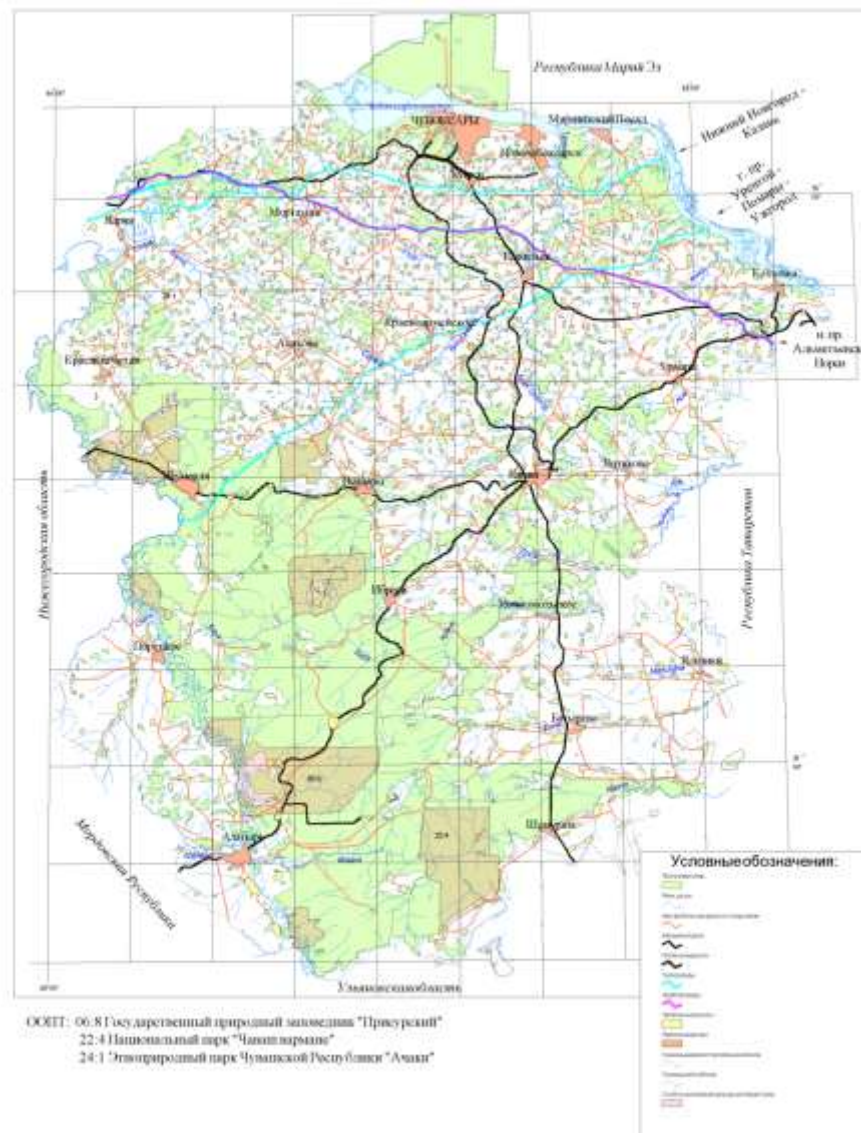
Благоприятное экономико-географическое положение Чувашии в центре Европейской части России определяется, прежде всего, выгодным транспортно-географическим положением. Через территорию республики проходят важнейшие железнодорожные, водные, автомобильные магистрали, а также нефте- и газо-трубопроводы («Уренгой-Помары-Ужгород», «Альметьевск-Норси»). Связь с российскими регионами осуществляется и воздушным транспортом. Транспортную инфраструктуру республики считают одной из наиболее развитых в России. Чувашия, занимая внутреннее (вдали от внешних границ РФ) положение, окружена индустриально-развитыми регионами: с запада - Нижегородской областью, с востока - граничит с Татарстаном, с севера - с Республикой Марий Эл, с юга - с Ульяновской областью и Мордовской Республикой. Относительная близость Чебоксар от Москвы (около 650 км) также благоприятно сказывается на хозяйственном развитии.

Современное хозяйство Чувашской Республики представлено совокупностью всех отраслей, обеспечивающих существование населения и развитие общества. В российском территориальном разделении труда Чувашия выделяется индустриальной направленностью развития хозяйства и преобладанием обрабатывающих отраслей. В республике развиты такие отрасли индустрии, как машиностроение, химическая и легкая промышленность, строительная индустрия и электроэнергетика. Доля промышленности в производимом валовом продукте составляет более 50%. Чувашия остается и крупным производителем сельскохозяйственной продукции (15% валового регионального продукта). Внешнеэкономические связи характеризуются крупным торговым оборотом на межрегиональном уровне: преобладают регионы Приволжского федерального округа - около 50% взаимной торговли, Центрального ФО - более 20% и Уральского ФО - более 10%. Действуют соглашения с партнерами из десятка стран в экономическом, торговом, научно-техническом и культурном сотрудничестве, а также с центрами промышленного развития.

В настоящее время для Чувашии характерны тенденции стабилизации производства ведущих отраслей экономики (в условиях выхода из финансово-экономического кризиса) и определенные изменения в социальной сфере. По многим показателям - по жилищному и дорожному строительству, газификации, возведению социальных объектов, привлечению инвестиций - Чувашия по-прежнему находится в числе лучших регионов страны и, без преувеличения, входит в число передовых регионов с сильной экономической базой. Чувашия принимает активные действия по интеграции в процесс глобализации мировой экономики, что означает формирование контуров новой - современной, динамичной и эффективной республики XXI века. Основой для долгосрочного инвестирования и успешного ведения бизнеса являются авторитет власти, межнациональное согласие, выгодное географическое положение, благоприятные природно-климатические условия, развитые инженерная, телекоммуникационная и транспортная инфраструктуры, правовые и экономические гарантии инвестиций, значительный потенциал трудовых ресурсов. Принят Закон Чувашской Республики от 04 июня 2007 г. № 8 «О Стратегии социально-экономического развития Чувашской Республики до 2020 года».

Проблема поиска новых территорий для добычи нефти и газа, необходимость ускоренного наращивания ресурсов углеводородов в России возродили интерес к оценке потенциала осадочных толщ в ее центрально-европейских районах. До последнего времени они остаются своеобразным «белым пятном» на фоне более изученных и, главное, промышленно нефтегазоносных окраинных перикратонных областей Восточно-Европейской платформы. Эта ситуация находится в очевидном противоречии с развитой инфраструктурой и экономикой, высокой плотностью населения, благоприятными природными условиями центрально-европейского региона. Так как территория Чувашской Республики входит в состав Волго-Вятского экономического района, практически лишенного собственных источников нефти и газа, открытие здесь даже небольших по запасам месторождений углеводородов может иметь большое социально-экономическое значение.

Обзорная общегеографическая карта Чувашской Республики



ООПТ: 06.8 Государственный природный заповедник "Привурзский"
 22.4 Национальный парк "Чапты-парма"
 24.1 Огнотропный парк Чувашской Республики "Амал"

1.2. Краткая характеристика геологического строения и нефтегазоносности

Территория Чувашской Республики расположена в пределах восточной части Русской (Восточно-Европейской) древней платформы. В геологическом строении территории принимают участие докембрийские кристаллические образования и залегающие на них девонские, каменноугольные, пермские, юрские, меловые, палеогеновые, неогеновые и четвертичные образования.

В региональном тектоническом отношении территория Чувашии располагается на западе Волго-Камской антеклизы и занимает северо-восточную часть Токмовского свода; лишь на севере относится к южной части Марийской седловины, отделяющей Токмовский свод от Котельничского, на востоке переходит в Казанскую седловину, разделяющую Токмовский и Татарский своды и соединяющую Казанско-Кажимский авлакоген с Мелекесской впадиной (Усть-Черемшанским прогибом) на юге.

Строение Токмовского свода на рассматриваемой территории по фундаменту изучено слабо: всего пробурено 13 глубоких скважин вскрывших фундамент, и расположены они очень неравномерно в восточной и в юго-западной частях республики. Ввиду слабой изученности глубоким бурением представления о глубинном строении территории основываются, главным образом, на геофизических материалах, включающих результаты магнито- и гравиразведки, аэрокосмических съемок и сейсмических исследований МОГТ.

Территория характеризуется трехярусным строением, что является отражением основных этапов развития и соответственно геологический разрез представлен породами кристаллического фундамента архейского возраста, промежуточного комплекса (венд-рифей?) и осадочного чехла, в строении которого принимают участие девонские, каменноугольные, пермские, юрские, меловые, неогеновые и четвертичные образования.

Докембрийский фундамент сложен кристаллическими сланцами и гнейсами, магнетитовыми плагиогнейсами, габбро, амфиболитами и другими магматическими и метаморфизованными породами.

Территория Токмовского свода по кристаллическому фундаменту представляет собой сложное сочетание блоков, занимающих неодинаковое гипсометрическое положение из-за перемещений по тектоническим нарушениям различного генезиса и неоднократно возобновляемым в процессе геологической истории. Здесь можно выделить Сундырское и Канашское поднятия (выступы), Вурнарский прогиб (грабен). Отметки кровли кристаллического фундамента изменяются от -1351 м (Порецкая площадь) до -1606 м и -1741 м на Марпосадской и Козловской площадях. Амплитуда гипсометрии кристаллического фундамента составляет порядка 400 м.

Промежуточный комплекс (венд-рифей) формировался на авлакогенном этапе, связанном с образованием рифтовых структур, грабенов, заполненных осадочными слабометаморфизованными и неметаморфизованными отложениями значительных мощностей. Породы венд-рифейского терригенного комплекса по территории Чувашии не вскрыты: предположительно они выполняют наиболее глубокие прогибы и грабены в эрозионно-тектоническом рельефе фундамента (Вурнарский грабен).

Осадочный чехол сформирован в течение герцинского и киммерийского этапов складчатости. В целом, можно констатировать унаследованное развитие структурных элементов осадочного чехла от фундамента. Поверхность фундамента в девонский период, по-видимому, испытывала восходящие движения, что привело к отсутствию осадков терригенного девона в районе Алатыря (скв.2). В каменноугольное время наибольшее погружение испытывала восточная часть территории, что вызвало увеличение карбонатных осадков. Процессы осадконакопления терригенных отложений девона и мощной толщи карбонатных отложений девонско-каменноугольного возраста значительно снивелировали поверхность фундамента. Распространение и структура верхнепермских и мезозойских отложений свидетельствуют о несоответствии тектонике фундамента и палеозойских отложений. В то же время, установлено несовпадение в структурных планах кровли пашийского горизонта, франского яруса, подошвы визейских отложений и верейского горизонта. По характеру строения осадочного чехла на территории Чувашской Республики, как и по фундаменту, можно выделить два крупных поднятия – Сундырское и Канашское, разделенные Вурнарской системой прогибов. В пределах этих поднятий выделяется целый ряд локальных антиклинальных структур (порядка 30), некоторые из которых группируются в валы, а наибольшее их количество отмечается в пределах Канашского поднятия.

Здесь можно выделить Марпосадский вал, состоящий из Марпосадской, Шоршелской, Саруйской структур; Канашский вал, включающий Канашскую, Яндобинскую, Ибресинскую, Липовскую, Атратскую складки; Турмышский вал; Карлинскую группу структур и другие. В пределах Сундырского поднятия наиболее крупными являются Раскильдинская, Аликовская, Моргаушская, Кунарская структуры. Поднятия оконтуриваются изогипсами от -1400м до -1550м, склоны прослежены изогипсами от -1600м до -1700м.

Таким образом, основной чертой современного строения палеозойского структурного этажа является моноклинальное погружение горизонтов с запада на восток, характерное восточному склону Токмовского свода, который осложнен резко выраженным Вурнарским прогибом, разделяющим крупные Сундырское и Канашское поднятия; характерной особенностью локальных структур является слабая рельефная выраженность; амплитуды составляют порядка 20-30м. Составлены разновариантные, но одинаково правомочные, схемы тектонического строения Чувашского фрагмента Токмовского свода (Васильев И.В., 2004 г. и др.).

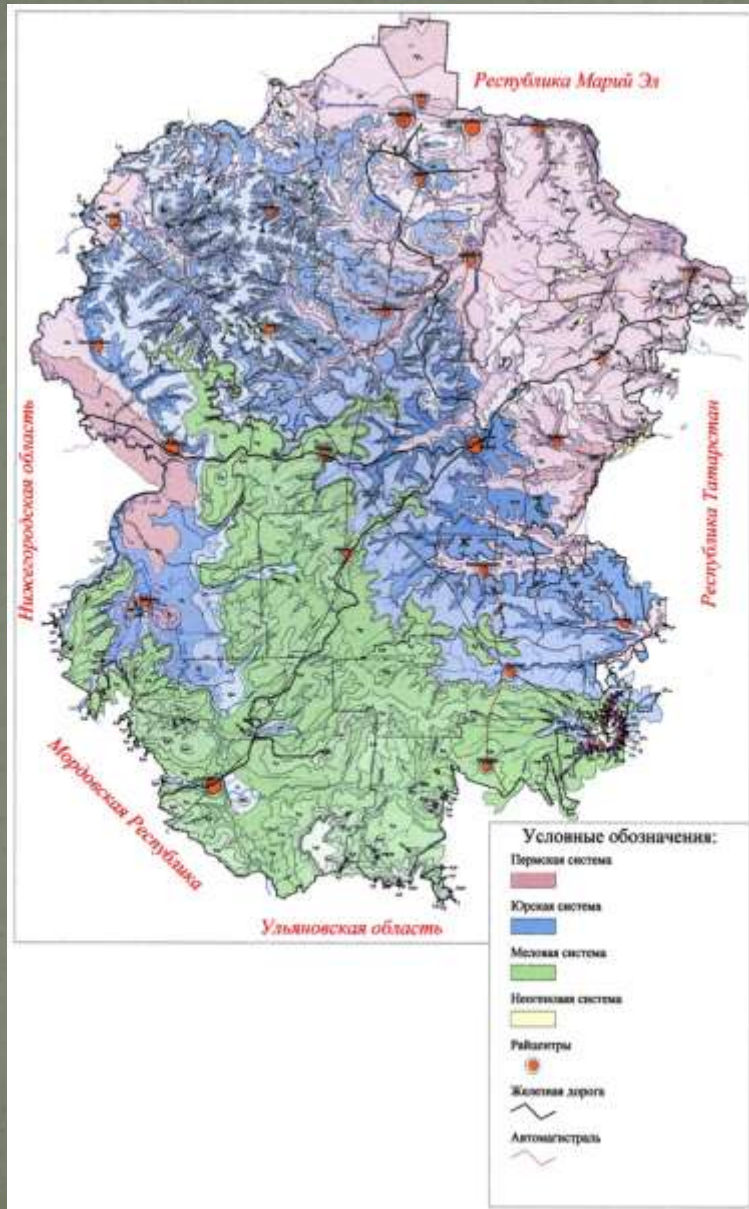
Впервые, количественная оценка начальных ресурсов углеводородов по Чувашии выполнена КамНИИКИГС по состоянию на 01.01.1988 г. Как основа - унифицированный подход к выбору методов и способов количественной оценки, и к самим расчетам («Методические указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата», М., ВНИГНИ, 1983 г.). Выделен подтип Ia-I этапа (до открытия первого месторождения) - по имеющейся информационной базе прогнозирования - «...когда объект обследован региональными методами; на отдельных разобщенных участках выполнены рекогносцировочные и мелкомасштабные геофизические исследования; пробурены опорные, параметрические и первые поисковые скважины; эталонные участки отсутствуют; набор изученных геолого-геофизических параметров ограничен». Количественная оценка ресурсов УВ произведена путем сопоставления ее расчетов, выполненных объемно-статическим и объемно-генетическим методами (оценка ресурсов объемно-балансовым методом более предпочтительна, т.к. она охватывает все комплексы, которые могут не только продуцировать, но и аккумулировать нефть).

По территории Чувашии выделены все 6 регионально нефтеносных для Волго-Уральской НГП комплексов, развитых в девонских и каменноугольных отложениях: основные прогнозные ресурсы нефти связаны с живетско-нижнефранским терригенным и верхнедевонско-турнейским карбонатным комплексами. Центральной экспертной комиссией (ЦЭК) - на 01.01.1993 г. - по Чувашии утверждены геологические начальные суммарные ресурсы УВ в количестве 60 млн. тонн и извлекаемые - 11 млн. тонн.

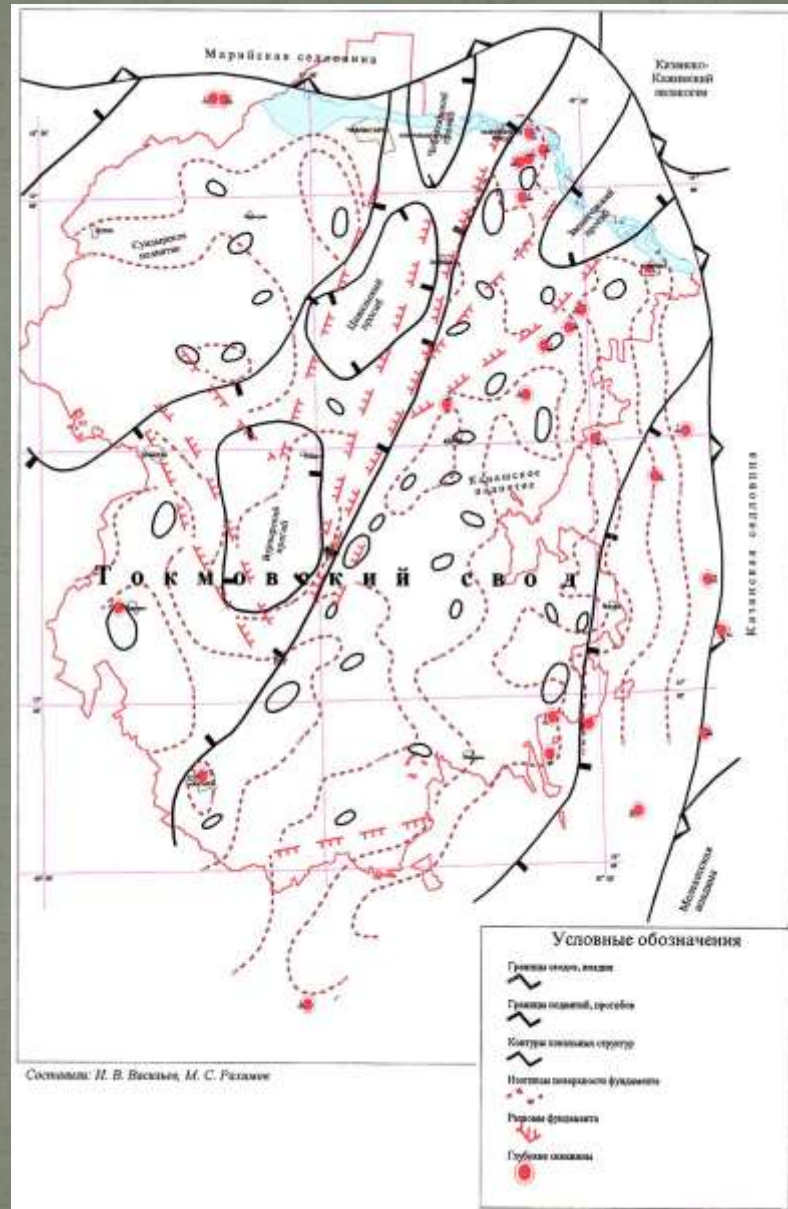
В рамках разработки проекта стратегической программы развития до 2010 года «Нефть России», КамНИИКИГС ([Проворов В.М.], Соснин Н.Е.) выполнены работы по теме «Разработать геодинамические критерии прогноза нефтегазоносности и обосновать направления региональных и поисковых ГРП в основных нефтегазоносных районах России». На основе увязки результатов оценки ресурсов по всем тектоническим элементам и территориям Среднего Поволжья, прогнозные ресурсы нефти (их неразведанной/неосвоенной части), рассчитанные объемно-балансовым методом, составили для территории Чувашии - по состоянию на 01.01.2002 г. - 66,6/12,8 млн. т (геологические/извлекаемые); удельная плотность извлекаемых ресурсов нефти - от 0,7 до 0,9 тыс.т/км².

Примечательно, что Чувашия располагается на границе Северной ветви Урал-Африканского трансконтинентального нефтегазоносного пояса с максимальным на Земле уровнем накопления УВ (Записки Горного института «Актуальные проблемы МСК», 2003 г. - «Проблемы нефтяной отрасли России в XXI веке и пути их решения», А.А. Смыслов, А.В. Козлов, Ю.Р. Вяхирев), где предложено сконцентрировать основные объемы ГРП для ускоренного восполнения запасов углеводородного сырья.

Геологическая карта



Тектоническая схема



1.3. Степень изученности геолого-геофизическими работами

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Чувашии ранее рассматривались лишь попутно в составе Русской платформы или как земли, только граничащие с запада с Волго-Уральской НГП. Это порождало как схематизм в описании глубинного строения, так и известный скептицизм при оценке нефтегазоносности. И вплоть до последнего времени территория характеризовалась низкой изученностью: геофизическими исследованиями (сейсмометрии как таковой - МОВ, СОГТ - не было до 1993 г.) и глубоким бурением (1.1 п.м/кв.км).

В соответствии с целевыми программами геологического изучения территории РФ в период 1994-2010 гг. было обеспечено проведение нефтепоисковых работ в северных и западных районах Урало-Поволжья, в т.ч. по территории Чувашской Республики.

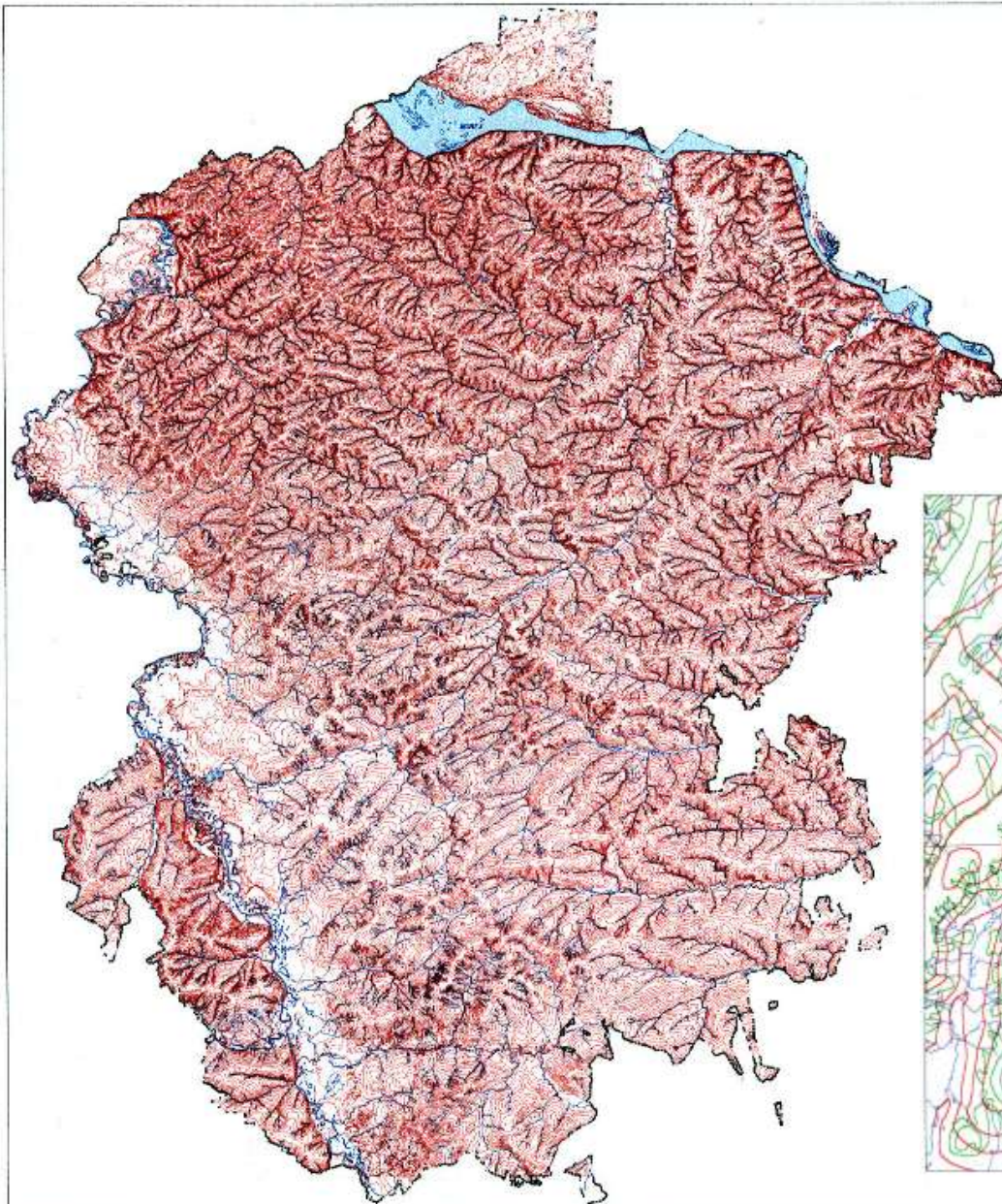
За этот период специализированными научно-производственными организациями (ВНИГНИ, ВНИИГеосистем, КамНИИКИГС, НВНИИГГ, Татнефтегеофизика, Костромагеофизика, Геонефтегаз, ВИРГ-Рудгеофизика, ВНИИГеосистем, Геопрогнозпромнефть, Петербургская геофизическая компания, Спецгеофизика, Саратовгеофизика и др.) выполнен комплекс геолого-геофизических и геохимических исследований по изучению геологического разреза и оценке перспектив нефтегазоносности. В результате обеспечено получение разнородной (геологической и геофизической), разнометодной (сейсмо-электро-грави-магниторазведка), разноуровневой (космо-аэрогеофизической, наземной, скважинной) и разномасштабной информации.

На основе анализа цифровых космических (NOAA, Ресурс-01, МСУ-СК) материалов составлены (Петербургский экологический центр РАН, Горный В.И.) цветовые композиции, включающие карту теплового потока, спектрального коэффициента яркости в ближнем инфракрасном диапазоне и цифровую модель рельефа. На основе визуального анализа и эталонной классификации (нефтеносные площади сопредельного Татарстана, где выявлено закономерное расположение нефтяных залежей по отношению к термически активным региональным линейным зонам и овальным структурам) выделена нефтеперспективная «овальная структура» в юго-восточной части республики.

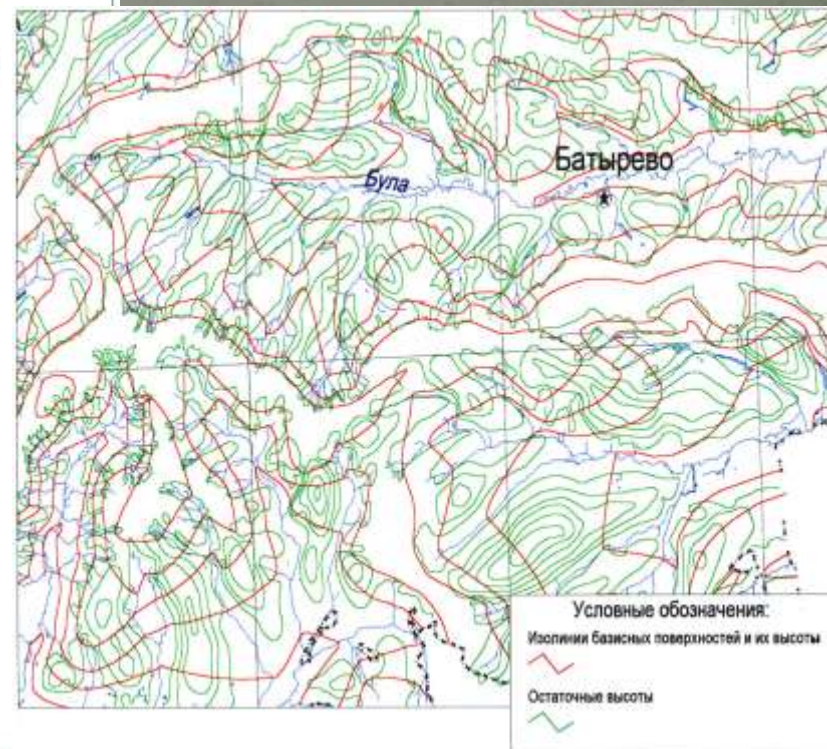
На основе комплексирования морфометрических и традиционных геологических (структурный, палеоструктурный) методов составлены (Геопрогнозпромнефть-НВНИИГГ, Горьков Ю.Д.) на всю территорию Чувашии масштаба 1:200 000 карты полибазисной поверхности современного рельефа и вертикальной расчлененности, по которым спрогнозированы выступы, вершины, линейные дислокации (валы), локальные поднятия, прогибы.

Данные дешифрирования космоснимков регионального уровня и морфоструктурного анализа использованы для выделения перспективных структурно-тектонических зон.

В пределах Чувашской Республики выполнены (ВИРГ-Рудгеофизика, Альтшулер М.И., ВНИИГеосистем, Лаубенбах Е.А.) комбинированные воздушные исследования масштаба 1:200 000: атморациогеохимическая (АРГХ) технология и многометодный аэрогеофизический комплекс (гамма-спектрометрия полного спектра, магнито-градиентометрия, тепловые ИК-радиометрические замеры, электроразведочные замеры методом СДВР) «Поток» - как основа комплексного использования многопараметровых аэрогеофизических данных, обеспечивающих экспрессную площадную характеристику больших территорий.



Карта рельефа



Данные дешифрирования космоснимков регионального уровня и морфоструктурного анализа использованы для выделения перспективных структурно-тектонических зон.

В пределах Чувашской Республики выполнены (ВИРГ-Рудгеофизика, Альтшулер М.И., ВНИИГеосистем, Лаубенбах Е.А.) комбинированные воздушные исследования масштаба 1:200 000: аэроаэрогеохимическая (АРГХ) технология и многометодный аэрогеофизический комплекс (гамма-спектрометрия полного спектра, магнито-градиентометрия, тепловые ИК-радиометрические замеры, электроразведочные замеры методом СДВР) «Поток» - как основа комплексного использования многопараметровых аэрогеофизических данных, обеспечивающих экспрессную площадную характеристику больших территорий.

Совместный анализ разноуровневого (с учетом данных наземной геохимической съемки и регионального сейсмопрофилирования) материала, позволил, в частности, установить определяющую роль геохимических, тектонических процессов в формировании полей, регистрируемых воздушными съемками; составить модельные представления организации изучаемого геопространства; на региональном этапе работ провести районирование территории по степени нефтегазоперспективности и наметить объекты зонального прогноза.

Спектрально-пространственный анализ аэромагнитных данных масштаба 1:50 000 (Петербургская геофизическая компания, Мавричев В.Г.) позволил установить отображение в магнитном поле не только структурно-вещественной неоднородности фундамента, но и структурных особенностей осадочного чехла.

Фондовые среднемасштабные гравиметрические данные (из БД «Гравимаг») по территории использованы для формирования согласованной гравимагнитной модели.

В процессе наземных геофизических исследований были реализованы все традиционные методы: сейсмо-, электро-, магнито- и гравиразведка.

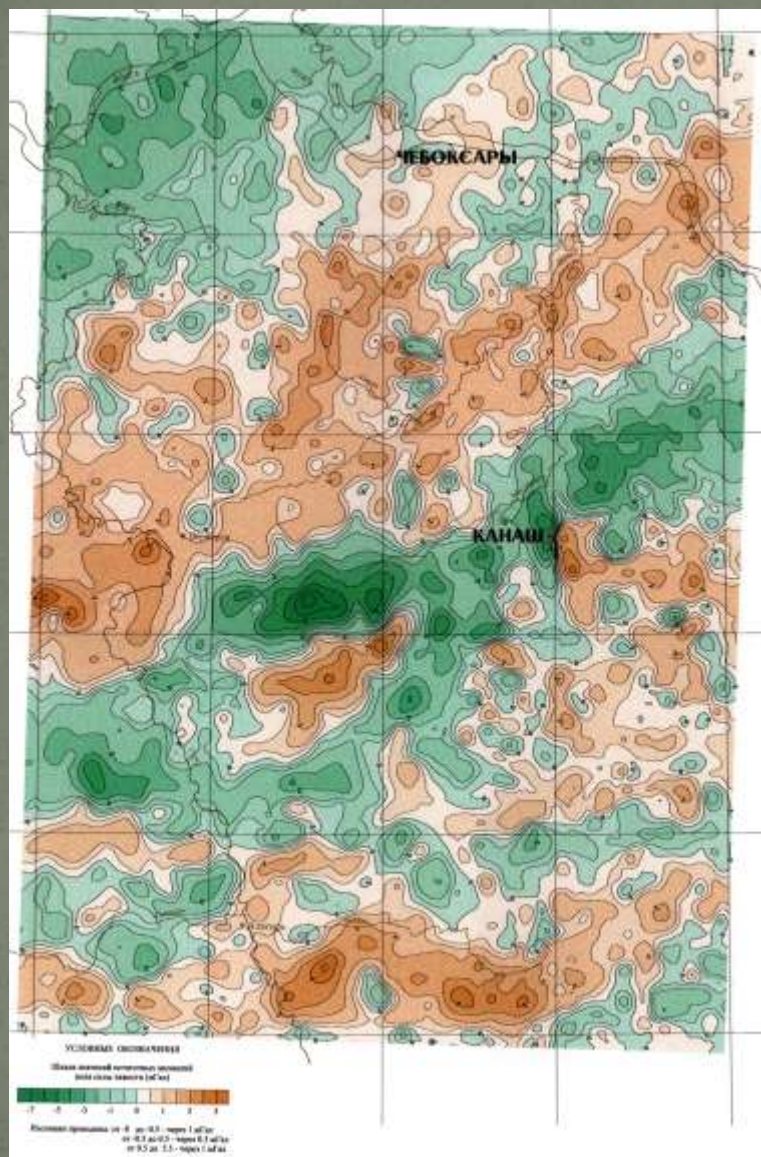
Региональное сейсмопрофилирование МОГТ, с постановкой более детальных работ на перспективных участках, за счет средств федерального бюджета выполнено в объеме порядка 3330 пог. км (в частности, Татнефтегеофизика - Насретдинов Х.И., Спецгеофизика - Николаева В.И., Костромагеофизика - Угольцев Г.П., Геонефтегаз - Кондратьев Н.К., Саратовгеофизика - Соколова И.П.). Техничко-методический уровень характеризуется применением многоканальных телеметрических сейсмостанций, мощных виброустановок, цифровых рабочих станций и обрабатывающих систем. Наряду с получением временных сейсмических разрезов и построением разномасштабных сейсмоструктурных карт (схем), были реализованы новые приемы обработки и интерпретации сейсмоданных для повышения их геологической эффективности. Для конкретных сейсмогеологических условий были апробированы геофизические технологии: ПГР, ДИН, ПАК/ПАРМ, сейсмопалеорекострукции, «АНЧАР», «ЧВЗ» (ВНИГНИ, Гумаров Р.К.) и др. Их геологическая эффективность (КПД) отличалась по «весовому коэффициенту», однако все они (даже в случае доказательств от обратного) были информативными в геологическом отношении. С позиций геологического истолкования сейсмических разрезов (сейсмостратиграфии, есть и др. «трансляторы»), а также результатов специализированного анализа волнового поля, выделены объекты антиклинального строения (структуры) и сложнопостроенные (НАЛ) с различным характером экранирования (тектоническим и др.).

По линиям региональных сейсмопрофилей Спецгеофизика проведена высокоточная гравиметрическая съемка и электроразведка (МТЗ) с комплексированием данных, в т.ч. сейсморазведки МОГТ, в системе «ПАНГЕЯ». На отдельных площадях проведена частотно-временная высокоразрешающая электроразведка ВРЭ-ВП (Геонефтегаз, Киселев Е.С.), а также электроразведка ЕП (Казаньгеофизика, Медведев В.В.).

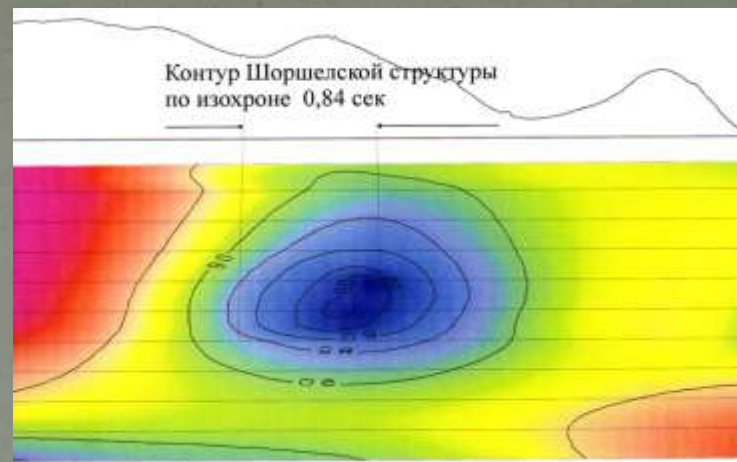
С целью более эффективного изучения выявленных зон нефтегазонакопления и опоискования локальных участков, были использованы не только геофизические, но и геохимические методы. Газометрическая съемка (не только классическая, но и на базе водозаборных скважин, в снеговом варианте - Геопрогнозпромнефть, Бекишов Н.П.) и геоэлектрохимические работы (методами МПФ и ТМГМ на основе оригинальных методик опробования, обработки почв и анализа - ВИРГ-Рудгеофизика, Вешев С.А.), позволили, соответственно, выявить зоны (поля) аномальных микроконцентраций УВ-газов (от метана до гексана включительно), а также наличие тяжелых металлов (Ni, Co и др.), выступающих в качестве элементных индикаторов нефтяных залежей, в пределах классических проекций не было) локализованных сейсморазведкой структур.

На отдельных участках была проведена специальная биолокационная съемка (Геопрогнозпромнефть), однако биолокационные критерии наличия «нефтяных пятен» не были учтены при комплексной интерпретации.

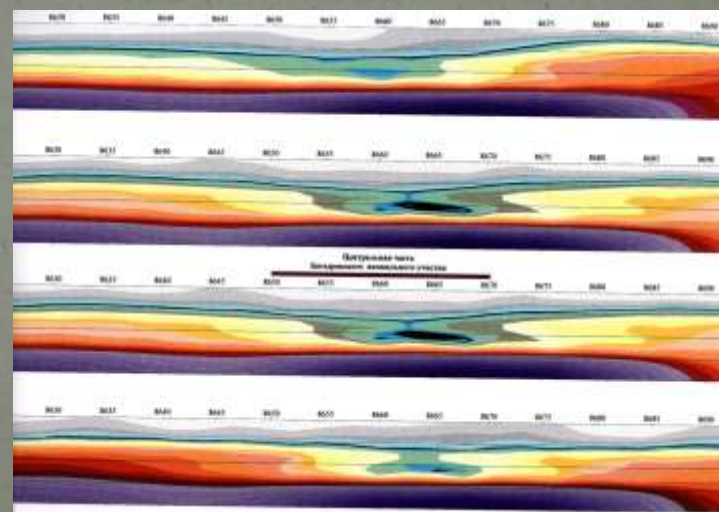
Карта магнитного поля



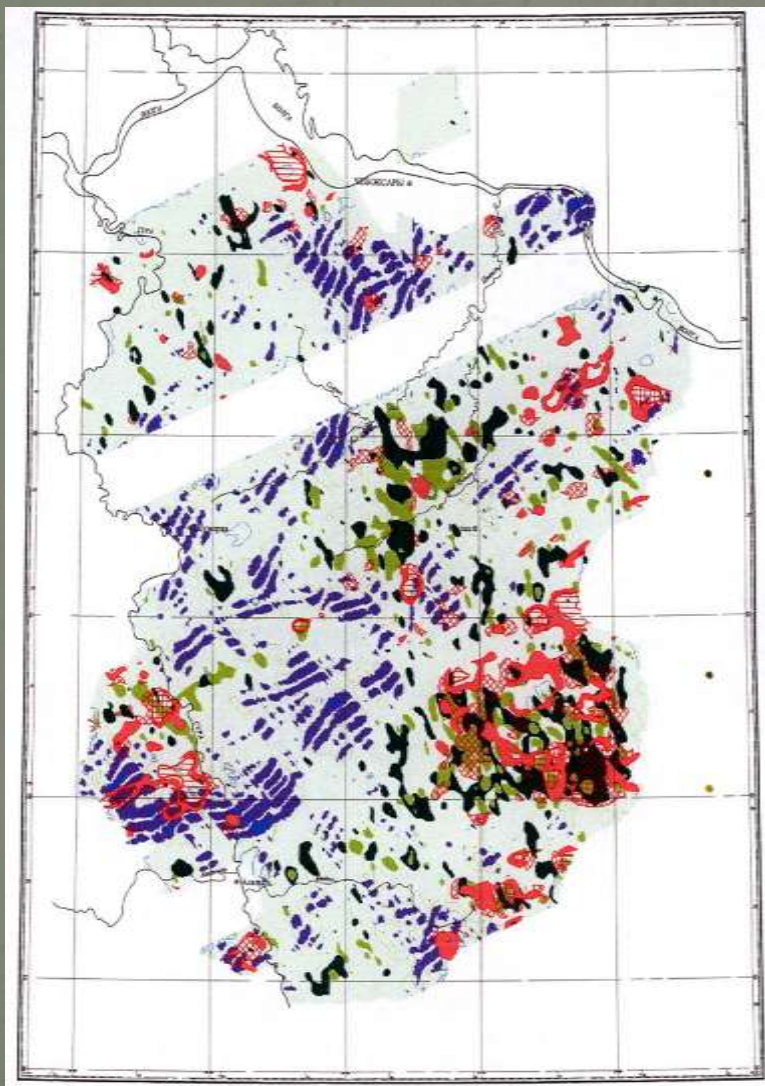
Спаннограмма



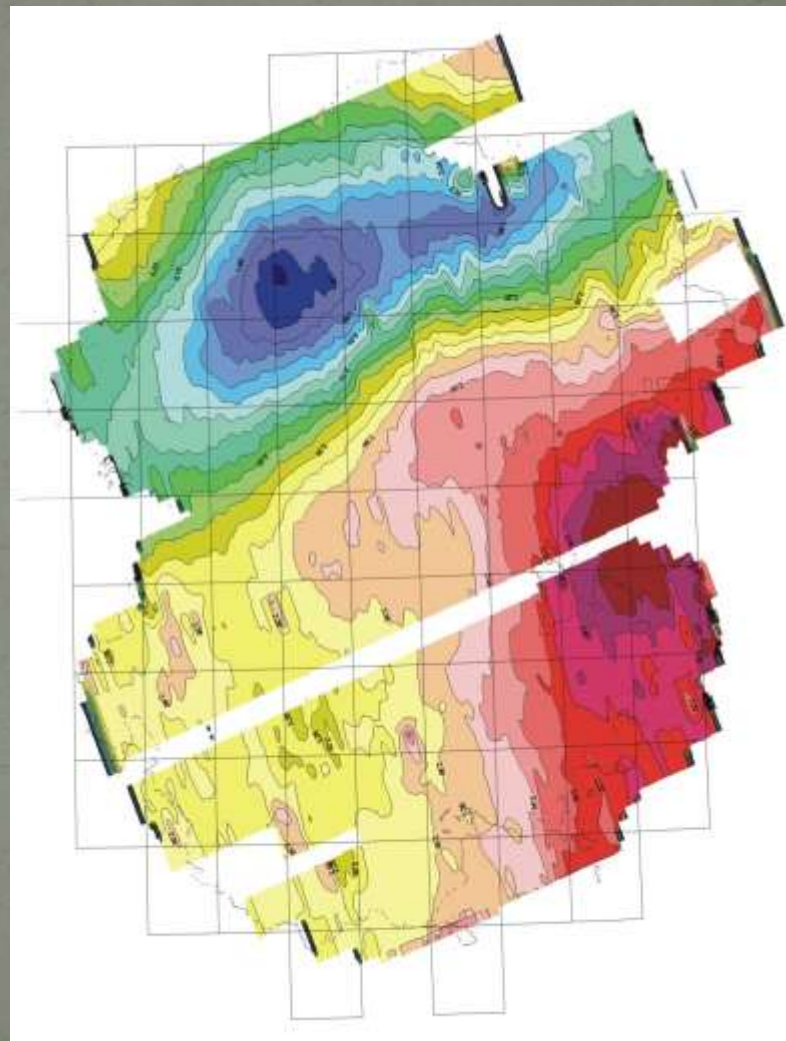
Псевдоплотностные разрезы



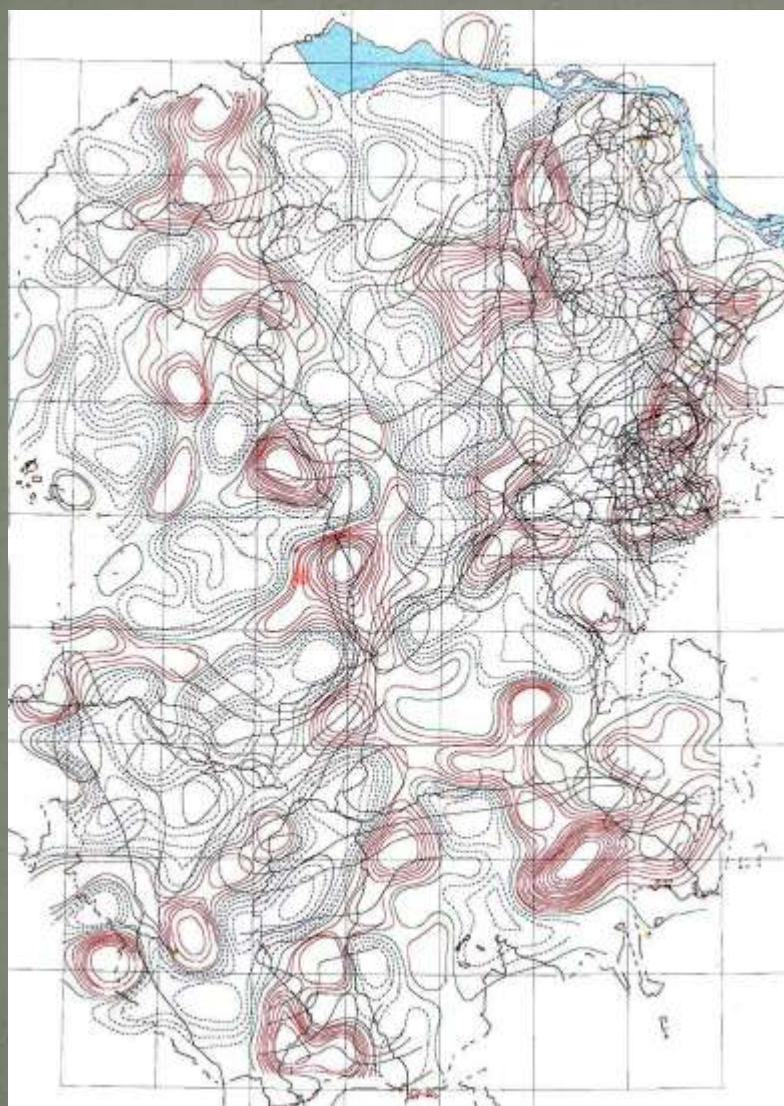
Сводная схема результатов классификации
полей трансформационных параметров



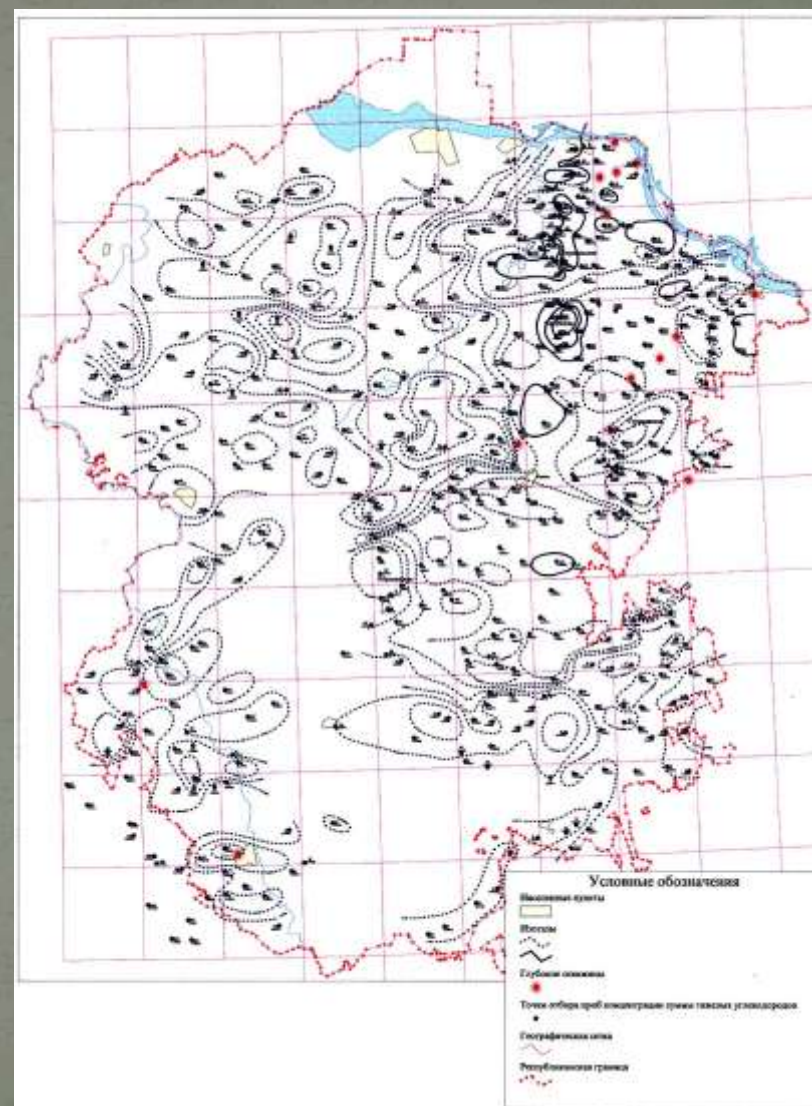
Карта содержания углеводородов



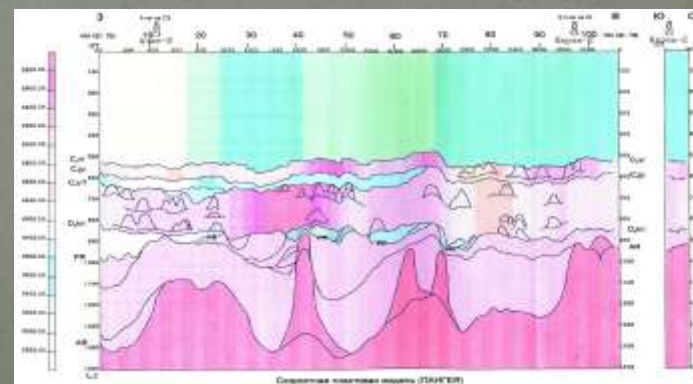
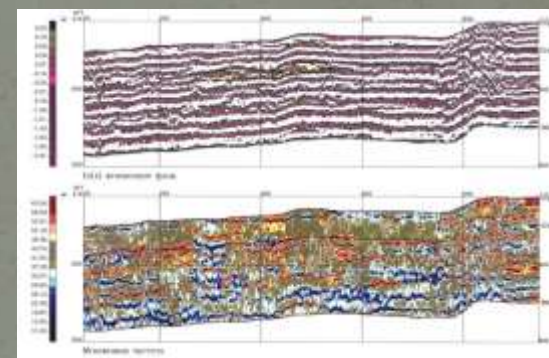
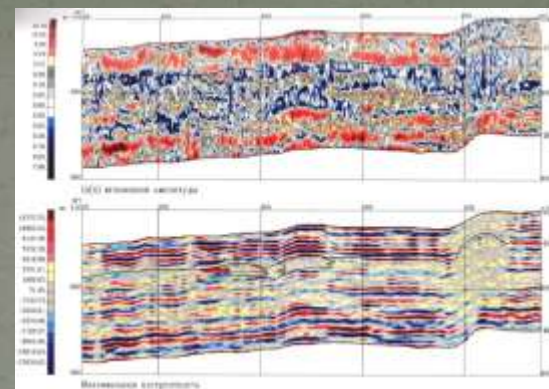
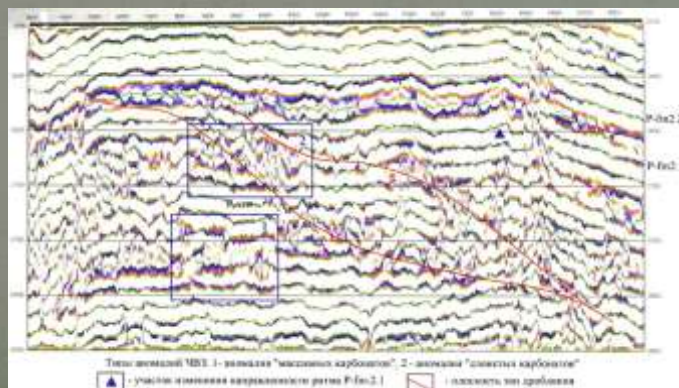
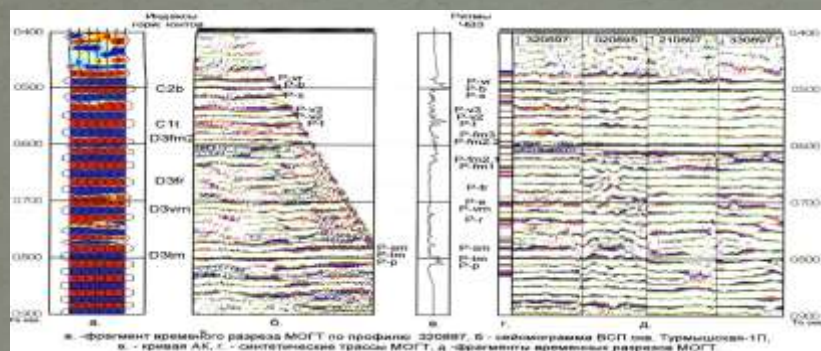
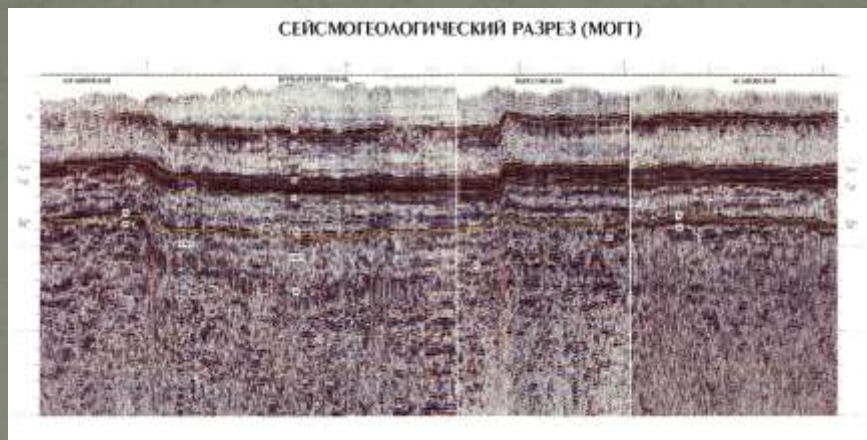
Модель потенциального поля



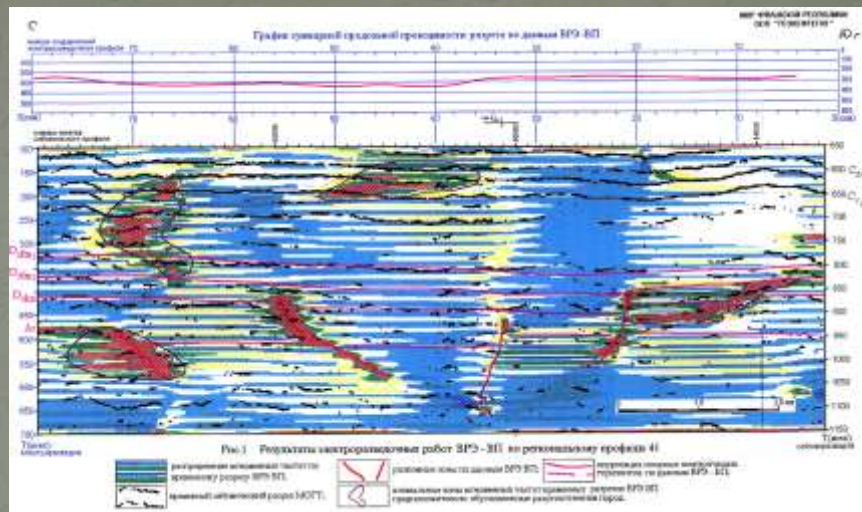
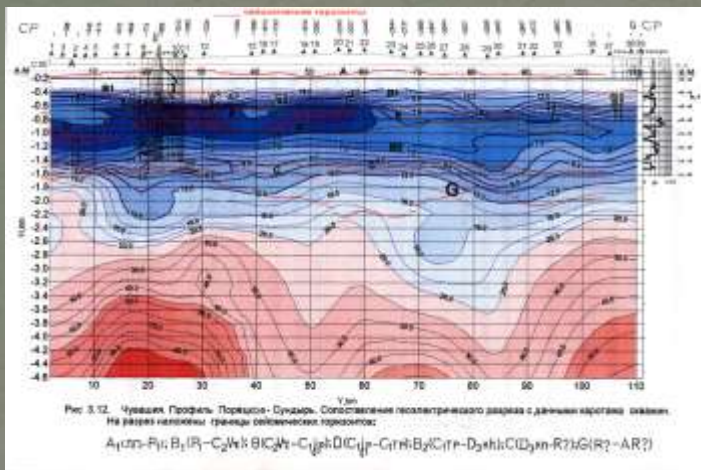
Карта распределения суммы тяжелых углеводородов



Данные сейсморазведки МОГТ 2-Д и их трансформации



Электроразведочное профилирование



Изученность сейсморазведкой МОГТ на начало планируемого периода

Регион, объект районирования	Площадь объекта, км²	Суммарный объем сейсмо- профилирования, км	Плотность сейсмо- профилирования, км/км²	Объем сейсмо- профилирования	
				2 Д, пог. км	3 Д, км²
Чувашия, восточный склон Токмовского свода Волго-Уральской НГП	18300	4638	0,25	4638	0

1.4. Степень изученности бурением глубоких скважин

По пробуренным за счет средств государственного бюджета по территории Чувашской Республики в период 1948-1961 гг. опорным и поисково-разведочным скважинам на нефть, можно отметить следующее. В соответствии с Постановлением Совета Министров СССР от 24.01.1947 г. о проведении бурения сети опорных скважин в пределах Русской платформы, в 1948 году была заложена на Марпосадской площади опорная скважина №1. Скважину закончили бурением в 1950 году при забое 1814,7 м, в породах кристаллического фундамента (Кондратьева, 1951). Ею вскрыт осадочный чехол в объеме отложений среднего-верхнего девона, нижнего-верхнего карбона и нижней-верхней перми. В скважине на глубинах 710,2-716м, 730-736м, 786-792м, 854-860м осуществлен поинтервальный отбор керна. При этом колонковая скважина №1-В, расположенная в 1 км от опорной и пройденная до глубины 662 м, пробурена почти со сплошным отбором керна. Испытанию подвергались 9 горизонтов терригенных отложений верхнего девона, тульском и верейском горизонтах карбона. Во всех случаях получены притоки высокоминерализованных хлоркальциевых вод. Признаков нефти не обнаружено. Наибольший интерес представляют воды тиманского (кыновского) горизонта верхнего девона. Для них характерно наличием микроэлементов, из числа которых йод в отдельных пробах составляет до 59 мг/л, а бром до 800 мг/л. Из геофизических видов работ в скважине выполнялись стандартный электрокаротаж и БКЗ в предполагаемых продуктивных горизонтах. Произведены спектральные и битуминологические исследования, определение газопроницаемости пород, а также описание фауны. Почти одновременно с опорной скважиной в пределах Марпосадской площади пробурены до кристаллического фундамента поисково-разведочные скважины №№2,3,4,6 (Пескова, 1954). Все скважины были размещены в пределах Марпосадского поднятия, выделенного по нижнепермским отложениям. Испытаны только четыре интервала в скважине №2, получены притоки пластовой воды. Опорная скважина №1 на Порецкой площади была заложена в сводовой части Анастасовско-Порецкой структуры выделенной по отложениям верхнего карбона и нижней перми. Она вскрыла на глубине 1455 м отложения кристаллического фундамента (Тарасова, 1952). В скважине на глубинах от 300 до 1455 м производился отбор керна. Выход керна составил 325 м или 28,8%. Отложения выше 300 м изучались по керну ранее пробуренной структурной скважины №1. Испытание скважины на приток жидкости проводилось в четырех горизонтах: 1430-1431м, 1339-1341м, 753-756м, 635-637м путем установки цементных мостов и перфорирования колонны в указанных интервалах. Получены притоки пластовой воды. Воды относятся к хлоркальциевым, имеют высокую минерализацию и в своем составе содержат значительное количество йода и брома. Все это позволяет предположить их формирование в зоне гидрогеологической закрытости и весьма затрудненного водообмена. В скважине были проведены геофизические исследования: электрокаротаж прямым и обращенным стандартным зондом в масштабе 1:500 и 1:200 на глубинах от 295м до 1452м; БКЗ. Осуществлено петрографическое изучение керна, люминесцентные битуминологические палеонтологические исследования. В 1951-1954 гг. на Урмарской площади пробурено пять поисковых скважин (№№1,2,3,5,6). Все они вскрыли породы кристаллического фундамента (Байбурова, 1955). Скважины №1 забой (1713м), №2 забой (1655м), №3 забой (1825м) пробурены в пределах Урмарского куполовидного поднятия, закартированного по нижнепермским отложениям. Скважина №5 (забой 1817м) располагается у пос. Козловка на северо-востоке от Урмарской структуры, а скважина №6 (забой 1817м) располагается у дер. Чиршкасы, севернее г. Канаша. В процессе бурения скважин производился отбор керна и шлама. С полным отбором керна пройдены отложения верейского, башкирского, тульского (угленосного), саргаевского и тиманского (кыновского) горизонтов. С частичным отбором керна прошли отложения среднего карбона: серпуховского, визейского, турнейского ярусов и девона: фаменского яруса; речицкого и семилукского горизонтов франского яруса; породы кристаллического фундамента. ГИС проводились стандартным электрокаротажным комплексом в масштабе 1:500 и БКЗ в интервалах верейского, тульского горизонтов и в отложениях терригенного девона. Испытания скважин не проводились. В 1960 г. пробурена Алатырская скважина №2 глубиной 1490м, вскрывшая кристаллический фундамент (Хохлов, 1961 г.). Скважина заложена в сводовой части Алатырского поднятия по кристаллическому фундаменту, выявленному методом теллурических токов. В скважине на глубинах 689-1484м производился отбор керна, выход керна - 63,5м, что составляет 16,9%. В результате бурения установлено полное отсутствие терригенных отложений девона, а карбонатные образования верхнего девона перекрывают непосредственно эродированную поверхность фундамента. По данным комплекса ГИС для опробования была выделена толща во франском ярусе на глубине 1403,5-1447м. Опробование выделенной толщи производилось испытателем пластов в открытом стволе скважины в интервалах 1403,5-1410м, 1414-1419м, 1440-1447м. Притоков жидкости не получено. В скважинах проведены стандартный каротаж масштаба 1:500, БКЗ, газовый каротаж.

Таким образом, до 1961 года в нефтепоисковых целях было пробурено 12 скважин, общим метражом 20528м. Испытания проводились в скважинах: Марпосадская №1 и №2, Порецкая №1, Алатырская №2. Прямых признаков нефтегазоносности при бурении и испытании не получено. При общей унаследованности тектонических планов осадочного чехла от кристаллического фундамента был установлены некоторые отличия от этой закономерности в структурных планах отдельных комплексов.

Глубокое бурение за счет собственных средств выполнено ЗАО «Корпорация Синтез» (1998 г.) в пределах лицензионного Турмышского участка: пробурена одноименная поисковая скважина №1 глубиной 1707 м. Прямых признаков нефтегазоносности при бурении и испытании не получено. В результате бурения обеспечено получение параметрической информации о геологическом разрезе: керн, каротажные данные (в т.ч. ЯМР, АК), скоростные характеристики разреза по данным ВСП (Н-ВСП), пробы пластов флюидов с разных глубин. Выполнено (ВНИГНИ, Фортунатова Н.К.) «седиментационно-емкостное моделирование» строения Турмышской площади на основе литологического изучения керна, генетической диагностики типов отложений, палеонтологического изучения микрофауны, исследований ОВ и битумов.

Изученность глубоким бурением на начало планируемого периода

Регион, объект районирования	Площадь объекта, км²	Суммарный объем глубокого бурения, тыс. кв. м	Изученность, м/км²	Общее количество пробуренных скважин всех категорий				Изученность, км²/скв			
				Всего	С забоем			Всего	до глубины 3 км	до глубины 5 км	на глубине > 5 км
					до 3 км	до 5 км	> 5 км				
Чувашия, восточный склон Токмовского свода Волго-Уральской НГП	18300	22,240	1,21	13	13	-	-	1407	1407	-	-

Примечание. Степень разбуренности осадочного чехла территории – **низкая** (1-10 м/км²), согласно легенде карты изученности региона (ВНИГНИ, М., 2002).

1.5. Состояние сырьевой базы углеводородов

1.5.1. Состояние сырьевой базы углеводородов

Чувашская Республика до сих пор лишена собственных источников УВ-сырья и вплоть до недавнего времени характеризовалась низкой изученностью.

В результате проведенного за последние годы комплекса буровых, геолого-геофизических и научно-исследовательских работ существенным образом изменилась информационная база прогнозирования геологического разреза и нефтеносности: получены новые данные о региональной тектонике и особенностях строения геологического разреза, выявлены перспективные локальные объекты (структуры, в т.ч. неантиклинальные ловушки), дана качественная и количественная оценка нефтеносности.

Стало очевидным, что территория располагает значимыми неосвоенными ресурсами, а накопленная информационная база может являться основой для планирования дальнейших геологоразведочных работ.

Выполненное технико-экономическое обоснование целесообразности геологического изучения и, в дальнейшем, освоения нефтеперспективных объектов, на основе опыта разработки сходных продуктивных отложений в Урало-Поволжье (Геонефтегаз, ВНИГНИ, Соловьев Б.А., Фортунатова Н.К., 2000 г.), свидетельствует о достаточной степени устойчивости (прибыльности) проекта разработки живецко-тиманских объектов в случае открытия средних и мелких месторождений нефти.

1.5.2. Состояние лицензирования пользования недрами

По состоянию на 01.01.2011 г. выданных лицензий на углеводородное сырье нет.

Общая площадь территории, тыс.км ²	Площадь нефтегазоносной территории, включая перспективную тыс. км ²	Площадь нераспределенного фонда недр/общая площадь участков недр на геологическое изучение за счет средств недро- пользователей (на 01.01.2011 г.) тыс. км ²	Площадь распределенного фонда недр (на 01.01.2011 г.) тыс. км ² /%
	По данным ВНИГНИ, КамНИИКИГС (на основании количественной оценки ресурсов УВС)		
18,3	18,3	18,3/0	0/0

2. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАБОТ ПО ГЕОЛОГИЧЕСКОМУ ИЗУЧЕНИЮ НЕДР И ВОСПРОИЗВОДСТВУ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ И ПЛАНЫ ЭТИХ РАБОТ НА 2012 Г.

2.1. Текущее состояние работ за счет средств бюджета региона и планы этих работ на 2012 г.

При отсутствии в Чувашии собственных источников углеводородного сырья и присутствии «первичного геологического риска» в росписи республиканского бюджета на 2011 год нет объектов геологоразведочных работ на нефть и газ; не планируются они и на 2012 год.

2.2. Текущее состояние работ за счет средств федерального бюджета и планы этих работ на 2012 г.

2.2.1. Предложения для включения в проект Перечня на 2012 г. переходящих с 2011 г. объектов геологического изучения недр и воспроизводства сырьевой базы углеводородов.

Нет.

2.2.2. Предложения к проекту Перечня на 2012 г. по новым объектам геологического изучения недр и воспроизводства сырьевой базы углеводородов.

Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн характеризуется наибольшей степенью разведанности начальных суммарных извлекаемых ресурсов (она приближается к 75%); выработанность его разведанных запасов также очень высока – 70%. Тем не менее, в бассейне имеются перспективы прироста запасов нефти – потенциальные ресурсы оцениваются в 3,2 млрд.т. Открываемые в последние годы залежи и месторождения нефти в Волго-Уральском НГБ характеризуются небольшими масштабами. Недра Приволжского федерального округа перспективны в основном на открытия мелких и реже средних по запасам месторождений, добыча же УВ идет в настоящее время в основном за счет крупных и средних по начальным запасам месторождений, ныне находящихся в заключительной стадии разработки. Выделение средств по воспроизводству МСБ на проведение зонально-региональных геолого-геофизических исследований малоизученных регионов и комплексов осадочного чехла направлено, в основном, только на выявление перспективных площадей с локализованными прогнозными ресурсами УВ. Однако на подготовку объектов под глубокое бурение и на само бурение, федеральных средств, в отношении тех же малоизученных регионов и комплексов, почти не отпускается. Основной особенностью территорий с невыясненными перспективами нефте-носности в пределах Волго-Уральской НГП – Чувашия, Западный Татарстан, Марий Эл, является (И.В. Орешкин и др.): непосредственное примыкание к известным нефтегазо-носным районам провинции; практически полная идентичность с ними палеозойского разреза; установленные редкие залежи нефти и нефтепроявления; небольшие мощности осадочного палеозойского чехла (чаще менее 2000 м); малые глубины его залегания и, как следствие, ограниченное развитие собственных очагов генерации УВ (без учета «абиогенной» нефтегенерации). Основной элемент в неопределенности оценки перспектив нефтеносности – относительно слабая геолого-геофизическая изученность, и в первую очередь, глубоким бурением. Бурение скважин позволит более достоверно изучить сложное геологическое строение природных резервуаров в девонских и каменноугольных отложениях востока Токмовского свода, обусловленное сильной латеральной изменчивостью пород, наличием зон трещиноватости (связанных с разрывными дислокациями), несовпадением структурных планов, ведущей ролью сложнопостроенных ловушек (НАЛ). Начальные суммарные извлекаемые ресурсы нефти в Чувашии полностью неразведаны. При несомненном наличии потенциальных ловушек УВ и хороших коллекторов основная задача работ – подтверждение нефтеносности этих ловушек. С целью изучения всего разреза осадочного чехла со вскрытием кристаллического фундамента в настоящее время необходимо пробурить параметрическую скважину на современном уровне технико-методический оснащенности. Не подкрепленные параметрическими данными по разрезу изучаемой территории, материалы геолого-геофизического характера по наземным и дистанционным методам исследований, существенно теряют в достоверности интерпретации. Так, например, по результатам сейсморазведочных и других геофизических исследований построены тектонические схемы, которые могут восприниматься лишь как точка зрения отдельного автора, поскольку не использовалась региональная интерполяция скоростных, магнитных и других физических свойств пород. Отсутствие скоростных характеристик разреза привело к неоднозначной трактовке сейсмических материалов: особенно приближенный характер носят структурные построения по целевому горизонту $D_3kп$ и AR. Ограниченная геохимическая характеристика разреза не позволяет выполнить с достаточной степенью достоверности расчеты прогнозных ресурсов углеводородов, обосновать местоположение зон нефтегенерации. Отсутствуют достоверные сведения о коллекторских пластах и их свойствах, флюидопорах, слабо изучены гидро-геологические параметры глубоких горизонтов.

Все это подтверждает необходимость бурения параметрической скважины, одновременно решающей нефтепоисковые задачи. Точка заложения ее должна быть выбрана таким образом, чтобы наиболее полно охарактеризовать геологический разрез и решить максимальное количество вопросов, связанных с выяснением перспектив нефтеносности территории. Системный анализ и научное обобщение накопленных геолого-геофизических материалов, технико-экономическое обоснование целесообразности геологического изучения и, в дальнейшем, освоения нефтеперспективных объектов, позволяют (Соловьев Б.А. и др.) отнести к наиболее перспективной территории восточную часть Чувашии, сопредельную с Западным Татарстаном, характеризующуюся - на основе комплексной оценки структурного, литолого-фациального, геохимического и гидрогеологического критериев - благоприятными предпосылками для генерации и формирования залежей УВ. И в ее пределах отдать предпочтение Марпосад-Карлинскому участку, где наблюдается наилучшее сочетание различных пород-коллекторов и флюидоупоров (с запада на восток Чувашии фиксируется нарастание мощностей среднедевонско-нижнефранского терригенного комплекса с 30 до 130 и более метров; значительная часть разреза складывается из песчаных пород, т.е. коллекторами, а основным флюидоупором в разрезе выступают глины тиманского горизонта), нефте-материнских глинисто-карбонатных пород (к нефтематеринским отнесены средне-девонско-нижнефранские и среднефранско-турнейские отложения). Здесь же прослеживаются (Фортунатова Н.К., Р.К. Гумаров и др.) меридиально вытянутая барьерная зона развития верхнедевонско-турнейских рифов (карбонатный комплекс характеризуется развитием рифового тренда речичко-воронежского возраста, с которым могут быть связаны ловушки, приуроченные к органогенным постройкам), входящих в состав барьерных рифов, обрамляющих Камско-Кинельские прогибы, где сконцентрированы различные типы прогнозируемых ловушек. При этом путями миграции нефти из очагов ее генерации в Мелекесской впадине и Казанско-Кажимского авлакогена могут быть не только впадины Камско-Волжского верхнедевонско-турнейского палеошельфа, но также предвизейские русловые врезы, эрозионно-карстовые зоны в верхней части верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса ([Проворов В.М.], Соснин Н.Е.). Анализ литолого-фациальных критериев оценки перспектив нефтеносности территории позволяет положительно оценить развитие здесь терригенные и карбонатные комплексы, слагающие девонско-каменноугольную часть разреза осадочного чехла. Для этого района прогнозируются максимальные плотности прогнозных ресурсов: геолого-экономический анализ, выполненный на основе опыта разработки сходных продуктивных отложений в Урало-Поволжье, свидетельствует о достаточной степени устойчивости (прибыльности) проекта разработки живецко-тиманских объектов в случае открытия средних и мелких месторождений нефти (освоение верхнефранских и турнейских объектов менее рентабельно). Параметрическое бурение позволит уточнить реальные уровни обеспеченности прогнозными ресурсами УВ-сырья территории Чувашии и повысит перспективность сопредельных территорий (Западный Татарстан и др.). Пока же, незначительный в целом по территории России объем параметрического бурения - как составляющая государственной сети опорных профилей - с тенденцией к снижению, будет по-прежнему сдерживать развертывание поисковых работ в новых районах. Реализация конкретных предложений по геологическому изучению недр и воспроизводству минерально-сырьевой базы углеводородного сырья на 2012 г. за счет средств федерального бюджета по территории Чувашской Республики, окажет существенное влияние на развитие минерально-сырьевого комплекса (прирост прогнозных ресурсов - 3 млн. т нефти по категории $C_3 + D$), решение социально-экономических проблем (создание новых рабочих мест, обеспечение налоговых поступлений в бюджеты всех уровней). Постановка параметрического бурения с поисковыми задачами существенно уточнит НСР нефти и снизит «первичный геологический риск» для последующей реализации инвестиционных проектов за счет собственных, в т.ч. привлеченных, средств потенциальных недропользователей.

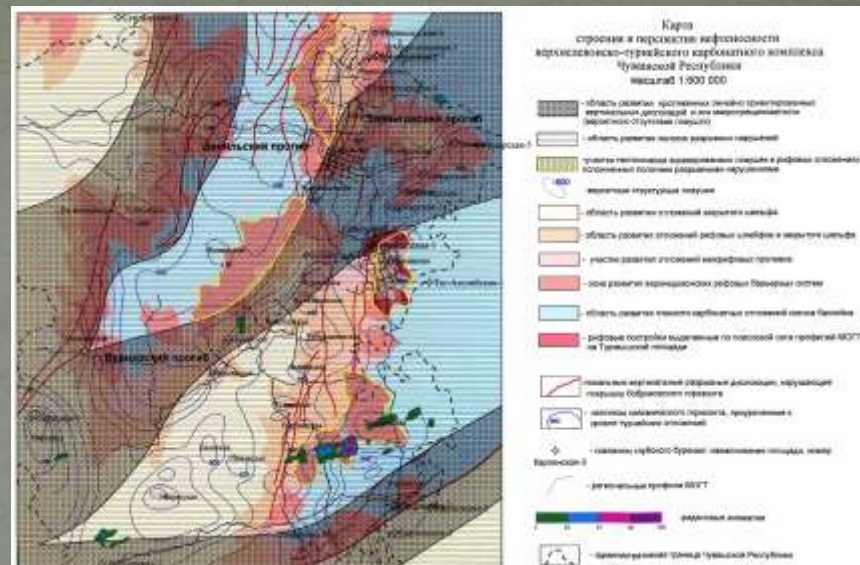
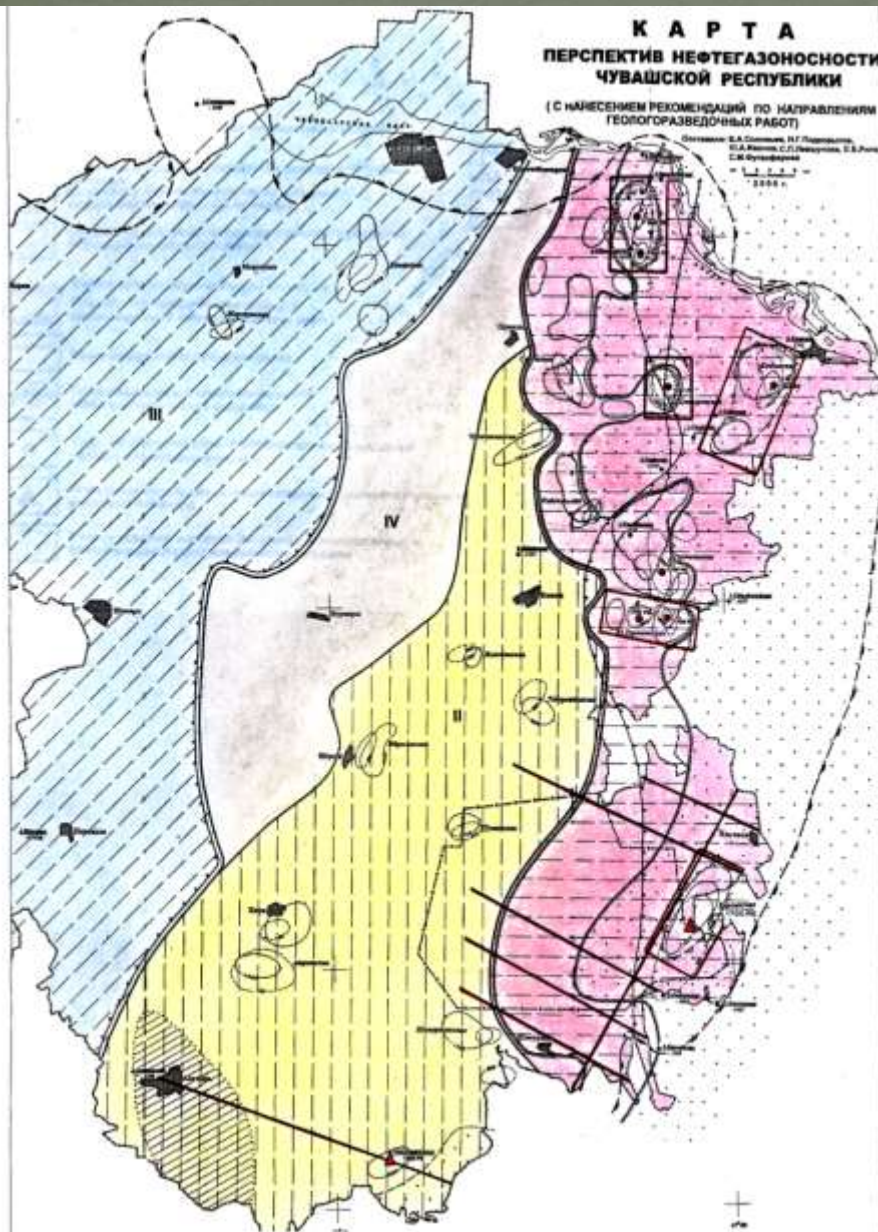
Новый объект ГИН и воспроизводства сырьевой базы УВ-сырья: «Бурение параметрической скважины на Ибресинской площади»; планируемые сроки работ: III кв. 2012 г. – IV кв. 2014 г.; предполагаемая общая стоимость работ – 65 млн. руб., в т.ч. лимит средств на 2012 год – 10 млн. руб.

Ранее, в рамках выполнения условий лицензионного соглашения по геологическому изучению и оценке перспектив нефтегазоносности в пределах Ибресинского блока, ОАО «Татнефть» был проведен комплекс геологоразведочных работ: комплексная геофизическая съёмка (электроразведка, магниторазведка) и геохимическое опробование на перспективной площади свыше 10 км²; сейсмо-профилирование МОГТ 2Д в объеме порядка 700 пог. км. Сейсморазведкой МОГТ, на основе обработки и интерпретации сейсморазведочных данных, выявлен ряд локальных структур в осадочном чехле, в т.ч. Ибресинская.

(С НАЧИСЛЕНИЕМ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО НАПРАВЛЕНИЮ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДНЫХ РАБОТ)

ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ НАУКИ

ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ ЦЕНТРАЛЫ

[illegible]

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ



Сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в пределах Ибресинского блока (организация-исполнитель – ОАО «Татнефтегеофизика», Попович М.Н., 2003 г.) выявили благоприятные ловушки в виде антиклинальных структур в осадочном чехле. Они же были подтверждены в ходе завершенных в 2009 году сейсморазведочных работ Спецгеофизика и Саратовгеофизика (также заметим, что Ибресинская под другим наименованием – Климовская структура по В.И. Николаевой). Результаты представлены картами интервальных времен между маркирующими горизонтами, которые отображают как региональное, так и локальное геологическое строение участка. Наблюдаемые зоны сокращения интервальных времен соответствуют выступам в теле кристаллического фундамента и поднятиям в отложениях терригенного девона, а также по вышележащим горизонтам осадочного чехла; зоны увеличения интервальных времен соответствуют предполагаемым грабенам и прогибам. Сейсморазведочные данные (временные разрезы) позволяют перейти к глубинным структурным построениям исходя из наличия структурной схемы по опорному горизонту в казанских отложениях перми, скоростных данных на Турмышской площади по поисковой скважине № 1 и карт интервальных времен между отражающими горизонтами. Глубины залегания сейсмического горизонта P_2kz вычислялись по материалам сейсмических исследований ОАО «Костромагеофизика», а также гидро-геологических и картировочных скважин, расположенных непосредственно в пределах Ибресинского блока и на смежных площадях. Абсолютные отметки горизонта изменяются от отметки -60 м в западной части до -20 м в центральной и восточной частях блока. Исходя из результатов вертикального сейсмического профилирования, в т.ч. непродольного (ВСП-НВСП), и данных сейсмокаротажа в скважине Турмышская №1, приняты следующие пластовые (интервальные) скорости между опорными сейсмическими границами: в толще $P_2kz - C_2vr = 4300$ м/сек; в толще $P_2kz - C_{jptl} = 4300$ м/сек; в толще $P_2kz - D_3kn = 4960$ м/сек. Анализ временных разрезов по сейсмическим профилям позволяет говорить об отсутствии резких фациальных изменений по латерали в пределах Ибресинского блока, поэтому в первом приближении $V_{инт}$ остается постоянной. В соответствии с принятой стратиграфической привязкой отражающих границ, глубины верейского горизонта среднего карбона (C_2vr), кровли средневизейского подъяруса (бобриковско-тульских или яснополянских отложений) нижнего карбона (C_{jptl}) и тиманского (кыновского) горизонта верхнего девона (D_3kn), вычислялись по значениям соответствующих интервальных времен (по данным ОАО «Татнефтегеофизика») и среднепластовых скоростей от границы P_2kz до маркирующих горизонтов. На основании полученных сейсмогеологических разрезов проведены структурные построения по двум опорным сейсмическим горизонтам - C_{jptl} и D_3kn - составлена схема сопоставления разнородных геофизических данных. Из рассмотрения структурных построений, наиболее крупным и соответственно перспективным объектом в пределах изученной территории является Ибресинский вал, состоящий из собственно Ибресинской и Яндобинской структур, которые имеют изометричную форму, оконтуриваются по горизонту терригенного девона (D_3kn) изогипсой -1500 м, а по тульско-бобриковскому (яснополянскому) горизонту изогипсой -740 м, амплитуды порядка 30 м, размеры по длинной оси 11-15 км, по короткой 9-10 км. В контуре структур располагаются несколько участков сокращения интервальных времен, которые в глубинном варианте разрезов не фиксируются. Об их нефтеперспективности можно косвенно судить по характеру геофизических и геохимических полей. В пределах Ибресинской структуры, по данным НПУ «Казаньгеофизика», выделяется область аномально высоких концентраций тяжелых металлов, аномальная зона потенциала ЕП и отрицательная зона геомагнитного поля. По линии сеймопрофиля 089606 (ОАО «Костромагеофизика»), по данным высокоразрешающей электроразведки ВРЭ-ВП (ООО «Геонетгаз»), в пределах Ибресинской структуры (с учетом сноса профиля) отмечается аномальная зона повышения электрического сопротивления и аномалия вызванной поляризации (характерные электроразведочные признаки наличия УВ-скоплений). Такие же аномалии выделяются на Яндобинской площади (пр. 089606 и пр. 089840) и Тобурдановской площади (пр. 089840).

На основании изложенного можно рекомендовать бурение глубокой скважины на Ибресинской площади в районе пересечения сейсмических профилей 100207 и 100221. Проектная глубина скважины составит 1800 м со вскрытием пород кристаллического фундамента. В результате бурения скважины решаются задачи изучения геолого-геофизической характеристики и стратификации разреза, изучения литолого-петрографического состава, коллекторских свойств пород и выяснения перспектив нефтеносности. Параметрическая скважина должна быть обеспечена полноценным отбором керна, полным комплексом ГИС, ВСП (Н-ВСП), опробованием.

Предложения к Программе работ на 2012 год по новым объектам геологического изучения и воспроизводства сырьевой базы углеводородов на территории Чувашской Республики

№ п/п	Наименование и местоположение объекта (район)	Сроки проведения работ (год, квартал)		Общая стоимость работ, тыс. руб.	Предварительный лимит финансирования на 2012 год, тыс. руб.	Краткое содержание геологического задания	
		Начало	Окончание	Всего		На объект	На планируемый год
1	2	3	4	5	6	7	8
1	"Бурение параметрической скважины на Ибресинской площади" (Чувашская Республика)	2012 г., III кв.	2014 г., IV кв.	65 000	10 000	Бурение скважины до глубины 1800 м со вскрытием пород кристаллического фундамента. Изучение литолого-стратиграфического разреза палеозойско-мезозойского осадочного чехла, коллекторских свойств пород, выяснение перспектив нефтегазоносности девонских и каменноугольных отложений Ибресинской площади (в целом Чувашского фрагмента восточного склона Токмовского свода). Прирост прогнозных ресурсов нефти - 3 млн. т по кат. C ₃ +D	Составление и экспертиза проектно-сметной документации (ПСД), подготовка к бурению.



Дипломный учет (годы 1997-2008 гг.)
Туркменский 2120 кв.м, ЗАО "Корпорация Газар", 1997-2002 гг.
Мирзалиевский 1225 кв.м, ЗАО "Корпорация Газар", 1998-2001 гг.
Вильямовский 1190 кв.м, ЗАО "Газар", 2003-2006 гг.
Карагановский 1800 кв.м, ЗАО "Карагановский", 2006-2008 гг.
Кокшановский 771 кв.м, ООО ТДК "Газар", 2007-2008 гг.



И. В. Васильев, М. С. Рыжов

Апробация (отчеты, записки, рекомендации, статьи)

1994 г.

- «Отчет о региональных и поисковых работах МОГТ Урмарской сейсморазведочной партии 14/93», отв.исп. Насретдинов Х.И., Татнефтегеофизика, г. Бугульма.

1996 г.

- «Отчет о региональных работах МОГТ Канашской сейсморазведочной партии 14/94», отв.исп. Насретдинов Х.И., Татнефтегеофизика, г. Бугульма.
- Отчет «Перспективы нефтегазоносности Чувашской Республики: направления и объемы ГРП на 1995-2000 гг.», отв.исп. Ветчинкин В.Э., КамНИИКИГС, г. Пермь.

1997 г.

- «Современное состояние и перспективы нефтегазоносности Чувашской Республики» - Фомкин Ю.К., Васильев И.В., Рахимов М.С. (докладчик). Тезисы доклада научно-практической конференции «Малоизученные нефтегазоносные комплексы Европейской части России», г. Москва, ВНИГНИ, с.14-15.
- «Регионально-нефтепоисковые исследования на территории Чувашской Республики» - Фомкин Ю.К., Васильев И.В., Рахимов М.С. (докладчик). Тезисы доклада международной геофизической конференции Европейско-Азиатского геофизического общества (ЕАГО), г. Москва, с.Е1.8.
- «Комплексирование методов геофизических исследований и поисковой геохимии в процессе регионального изучения Турмышской зоны нефтегазонакопления в Чувашской Республике» - Фомкин Ю.К., Васильев И.В., Рахимов М.С. и др. Материалы научно-практического семинара ВНИИГеофизика, г. Москва.
- «Паспорт Турмышской структуры. Геофизические материалы на передачу структуры под глубокое поисковое бурение» (ЗАО «Корпорация Синтез»-ОАО «Костромагеофизика», 1997 г.).
- Совещание при Министре природных ресурсов РФ №ВО – 03/5063 от 31.12.1997 (Программа ГРП на 1997-1998 гг.).
- «Отчет о региональных работах МОГТ в Чувашской Республике (с/п 8/95-96)», отв.исп. Угольцев Г.П., Костромагеофизика, г. Кострома.

1998 г.

- «Нефтепоисковые исследования на территории Чувашской Республики» - Фомкин Ю.К., Васильев И.В., Рахимов М.С. Тезисы доклада научно-практической конференции «Перспективы развития минерально-сырьевой базы Чувашской Республики». г. Чебоксары, Минприроды ЧР, с.8-13.
- «Картирование строения Турмышской площади с использованием методик ЧВЗ и СЕМ», ВНИГНИ, отв.исп. Р.К. Гумаров, г. Москва.
- «Отчет по переинтерпретации материалов аэромагнитной съемки масштаба 1:50 000 по территории Чувашской Республики», отв.исп. Мавричев В.Г., Петербургская геофизическая компания, г. Санкт-Петербург.
- «Отчет о региональных работах МОГТ в Чуваши (сейсморазведочная партия 8/96-97)», отв.исп. Угольцев Г.П., Костромагеофизика, г. Кострома.
- «Отчет о результатах водно-газовой и снеговой съемок на территории Чувашской Республики с целью прогноза нефтегазоносности в 1997-1998 гг.», отв.исп. Бекишов Н.П., Геопрогнозпромнефть, г. Саратов.
- «Отчет о результатах комплексных аэрогеофизических работ масштаба 1:200 000 на территории Чувашской Республики», отв.исп. Альтшулер М.И., ВИРГ-Рудгеофизика, г. Санкт-Петербург.

1999 г.

- «Региональный и локальный прогноз нефтегазоносности территории Чувашской Республики» - Рахимов М.С., Васильев И.В., Фомкин Ю.К. Доклады заседания «Круглого стола «Проблемы обеспечения запасами УВ в республиках и областях Волго-Камского региона», г. Казань, ред.журнала «Нефть Татарстана», изд. «Мастер Лайн», с.62-67.
- «Современное состояние нефтепоисковых работ в Чувашской Республике». Рахимов М.С., Васильев И.В., Фомкин Ю.К. Ж-л «Недра Поволжья и Прикаспия», г. Саратов, НВНИИГГ, 20 выпуск, С.20-23.

- Совещание при Министре природных ресурсов РФ №ВО – 03/2049 от 22.04.1999 (Программа ГРР на 1999-2000 гг.).
- Заседание Межведомственной Комиссии МПР, Минтопэнерго, Минэкономики России (Программы ГРР 1998-2001 гг.), г. Оренбург.
- Заседание с участием руководителей геологической службы МПР России и ДПР по Приволжскому округу, научных и производственных организаций, подведомственных МПР России - ВНИГНИ, ВНИИГеосистем, НВНИИГГ, «Недра» – протокол НТС КПР по ЧР №68 от 26.04.1999.
- «Отчет о результатах региональных комплексных исследований сейсморазведкой МОГТ, электроразведкой, гравиразведкой и геохимией в пределах Чувашской Республики по профилю 019801 Порецкое-Сундырь, выполненных в 1998 г.», отв. исп. Николаева В.И., Спецгеофизика, Поваровка.
- «Отчет о региональных сейсморазведочных работах МОГТ в Чувашской Республике в 1997-1999 гг.», отв.исп. Угольцев Г.П., Костромагеофизика, г. Кострома.
- «Обобщающий отчет по результатам геофизических работ ПО «Татнефтегеофизика» и ОАО «Костромагеофизика» на территории Чувашской Республики», отв.исп. Сапрыкин Э.В., Костромагеофизика, г. Кострома.

2000 г.

- «Определение приоритетных направлений геологоразведочных работ на территории Чувашской Республики» - Рахимов М.С., Васильев И.В., Фомкин Ю.К., Н.Е. Соснин. Тезисы докладов Всероссийской научно-практической конференции «Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ», г. Пермь, КамНИИКИГС, с.230-232.
- «Повышение геологической эффективности нефтепоисковых работ по территории Чувашской Республики на основе современных геолого-геофизических технологий» - Рахимов М.С., Фомкин Ю.К., Васильев И.В. Программа научно-практической конференции «Новые идеи в поиске, разведке и разработке нефтяных месторождений», г. Казань, СД-1-31.
- «Модель структурно-тектонического каркаса и атмогеохимическое зондирование территории республики Чувашия в связи с поисками нефти и газа и решением экологических задач» - С.Л. Зубайраев, Е.А. Лаубенбах, Ю.П. Видяпин, Ю.К. Фомкин, И.В. Васильев, М.С. Рахимов. Тезисы докладов Международной геофизической конференции «Горно-геологической службе России 300 лет», г. Санкт-Петербург, ВИРГ-Рудгеофизика, с.176-177.
- «Региональные воздушные исследования при поисках УВ-сырья на территории Чувашской Республики» - Е.А. Лаубенбах, А.Г. Горелов, М.С. Рахимов, И.В. Васильев, Ю.К. Фомкин. Журнал «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений», изд. ВНИИОЭНГ, г. Москва, №10, с.2-9.
- «Системный анализ и научное обобщение геолого-геофизических и геохимических материалов по определению приоритетных направлений нефтепоисковых работ и прогнозу ресурсов углеводородов на территории Чувашской Республики», «Геонефтегаз»-ВНИГНИ, отв.исп. Б.А. Соловьев, г. Москва, 2000 г.
- «Геологическое обоснование параметрического бурения на территории Чувашской Республики», ВНИГНИ-«Геонефтегаз», отв.исп. Б.А. Соловьев, г. Москва, 2000 г.
- «Проведение площадной комплексной съемки масштаба 1:25000-1:50000 методами электро-(ЕП) и магниторазведки на участке «Турмышский» Чувашской Республики», НПУ «Казаньгеофизика», отв.исп. В.В. Медведев, г. Казань, 2000 г.
- «Отчет о региональных сейсморазведочных работах МОГТ в Чувашской Республике в 1999-2000 гг.», отв.исп. Угольцев Г.П., Костромагеофизика, г. Кострома.
- Заседание Межведомственной Комиссии МПР, Минтопэнерго, Минэкономики России (Программы ГРР 1998-2001 гг.), г. Ижевск.
- Заседание с участием руководителей геологической службы МПР России и ДПР по Приволжскому округу, научных и производственных организаций, подведомственных МПР России - ВНИГНИ, ВНИИГеосистем, НВНИИГГ, «Недра» – протоколы НТС КПР по ЧР №105 от 28.09.2000, №106 от 25.10.2000.

2001 г.

- «Геохимические и геофизические аспекты поиска нефти на территории Чувашской Республики» - М.С.Рахимов, И.В.Васильев, Ю.К.Фомкин и др. Тезисы докладов Международной научно-практической конференции «Прогноз нефтегазоносности фундамента молодых и древних платформ», г. Казань, 2001, с.137-139.
- «Региональные воздушные исследования при поисках УВ-сырья на территории Чувашской Республики» - Е.А.Лаубенбах, А.Г.Горелов, М.С.Рахимов, И.В.Васильев, Ю.К.Фомкин. Журнал «Недра Поволжья и Прикаспия», изд. НВНИИГГ, Саратов, Выпуск №25, с. 38-46.
- «Количественная и экономическая оценка ресурсов УВ-сырья в Республиках Мордовия, Марий Эл, Чувашия и Нижегородской, Пензенской, Кировской, Ульяновской, Саратовской, Самарской, Оренбургской, Волгоградской, Астраханской областях на основе переинтерпретации и комплексного анализа геолого-геофизических материалов» (НВНИИГГ, отв. исп. Е.В. Постнова, г. Саратов, 2001 г.).
- Заседание с участием руководителей геологической службы МПР России и ДПР по Приволжскому округу, научных и производственных организаций, подведомственных МПР России - ВНИГНИ, ВНИИГеосистем, НВНИИГГ, «Недра» – протоколы НТС КПР по ЧР б/н от 28.08.2001, №124 от 14.11.2001.
- Отчет «Комплексная интерпретация геолого-геофизических, геохимических данных по ранее выполненным воздушным съемкам с целью выяснения возможности совместных поисков УВ-скоплений и алмазоносных пород на территории Чувашии», отв.исп. Лаубенбах Е.А., ВНИИГеосистем, г. Москва.
- Отчет «Выполнение опытно-методических работ по методике частотно-временной высокоразрешающей электроразведки (ВРЭ-ВП) на Ибресинском участке Чувашской Республики», отв. исп. Киселев Е.С., Геонефтегаз, г. Москва.

2002 г.

- «Нефтепоисковые работы на территории Чувашии: начальный этап освоения ресурсной базы УВ-сырья». М.С. Рахимов, И.В.Васильев, Ю.К.Фомкин. Тезисы докладов региональной научно-практической конференции «Проблемы и перспективы геологического изучения и освоения мелких нефтяных месторождений», с. 36-37, г.Ижевск.
- «Состояние и направления ГРП на топливно-энергетические ресурсы в Чувашской Республике». Рахимов М. С., Васильев И.В., Фомкин Ю.К. Тезисы докладов Научно-практическая региональная конференция «Геолого-экономические перспективы расширения МСБ Поволжского и Южного регионов РФ и пути их реализации в 2003-2010 гг.», с.104-108, НВНИИГГ, г. Саратов.
- «Разработать геодинамические критерии прогноза нефтегазоносности и обосновать направления региональных и поисковых ГРП в основных нефтегазоносных районах России» - по территории Чувашской Республики - КамНИИКИГС, отв. исп. В.М. Проворов, г. Пермь.
- «Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений в Чувашской Республике», ВНИГНИ, отв.исп. Н.К. Фортунатова, г. Москва.
- «Отчет о результатах региональных комплексных геофизических работ сейсморазведкой МОГТ, электроразведкой, гравиразведкой и геохимией в пределах Чувашской Республики в 2000-2001 гг. и специальной обработки геофизических материалов», отв. исп. Николаева В.И., Спецгеофизика, Поваровка.
- «Оперативная оценка перспективных структур, выявленных сейсморазведкой в пределах Ибресинского лицензионного участка: комплексная геофизическая съемка (электро- и высокоточная магниторазведка)», отв. исп. Чернов С.В., НПУ «Казаньгеофизика», г. Казань.

2003 г.

- «Геофизические исследования при поисках нефти и газа на территории Чувашской Республики». М.С. Рахимов, И.В. Васильев, Ю.К. Фомкин. Тезисы докладов Международной геофизической конференция «Геофизика XXI века – прорыв в будущее» (ЕАГО), Москва, 2003 г.
- «Комплексирование геофизических исследований в процессе нефтепоисковых работ по территории Чувашии». Рахимов М.С. Тезисы докладов международной конференции «Научное наследие академика Г.А. Гамбурцева и современная геофизика», с.30-31, г. Москва.
- «Геологическая эффективность современных геофизико-геохимических технологий на начальном этапе освоения ресурсной базы УВ-сырья в Чувашии». М.С. Рахимов, И.В. Васильев, Ю.К. Фомкин. Материалы межрегиональной научно-технической конференции «Эффективность ГРП и результаты ОПР по использованию новых технологий поиска залежей УВ», с.90-92, г. Лениногорск.
- «Сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в пределах Ибресинского блока на территории Республика Чувашия» (отв. исп. Попович М.Н., ОАО "Татнефтегеофизика", г. Бугульма).

2004 г.

- «Новые данные по тектонике Чувашского фрагмента Токмовского свода Волго-Уральской НГП», Васильев И.В., Рахимов М.С. Ж-л «Недра Поволжья и Прикаспия», г. Саратов, НВНИИГГ, 37 выпуск, с.37-44.

2005 г.

- Тезисы доклада «Тектоника и нефтеносность Чувашского фрагмента Токмовского свода Волго-Уральской НГП», Васильев И.В., Рахимов М.С. Чтения, посвященные 170-летию Н.А. Головкинского, 160-летию А.А. Штукенберга, 200-летию Геологического музея «Развитие идей Н.А. Головкинского и А.А. Штукенберга в Казанской геологической школе», г. Казань, с.41-44.
- Доклад «Эффективность современных методов нефтепоисковых работ в пределах Чувашского фрагмента Токмовского свода Волго-Уральской НГП», Рахимов М.С., Васильев И.В., Гумаров Р.К. Научно-практическая конференция «Геологические и технологические предпосылки расширения ресурсов углеводородного сырья в Европейской части России», г. Москва, РосГео.

2006 г.

- Отчет «Региональные комплексные геофизические исследования по профилю Ургинская скв.1 - Турмышская скв.1», отв. исп. Кругликов К.В., Спецгеофизика, Поваровка.
- Материалы к тектонической карте Волго-Уральской нефтегазоносной провинции масштаба 1: 1 000 000, составили: Е.Б. Грунис, В.А. Трофимов, Ю.А. Романов, А.Д. Сидоров, В.Т. Хромов, И.К. Чепикова (ИГИРГИ).
- Материалы об основных результатах и объемах работ, выполненных за 1 этап (I кв.2006 – 31.07.2006) 2006 года по объекту 70-225 «Оценка текущей изученности территорий Волго-Уральской и Прикаспийской нефтегазоносных провинций с целью выработки дальнейших направлений геологоразведочных работ на углеводородное сырье» (НВНИИГГ).

2009 г.

- Отчет «Региональные комплексные геофизические работы и геохимические исследования в пределах Сурского прогиба Токмовского свода (Нижегородская, Пензенская области, Республики Чувашская и Мордовия)», отв. исп. Соколова И.П., ФГУП «НВНИИГГ»/Саратовгеофизика, г. Саратов.
- Отчет «Региональные комплексные геофизические работы и геохимические исследования в пределах Рязано-Саратовского прогиба, Городищенского грабена и Токмовского свода», отв. исп. Николаева В.И, ОП «Спецгеофизика» ГФУП «ВНИИГеофизика», Поваровка.