

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
ГОУ ВПО «СИБИРСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ ГЕОДЕЗИЧЕСКАЯ АКАДЕМИЯ»

ГЕО-СИБИРЬ-2007

Т. 5

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ. НОВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Сборник материалов
III Международного научного конгресса

Новосибирск
СГГА
2007

УДК 622.3
С 26

Ответственные за выпуск:
координаторы направления «Недропользование. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых»
Академик, директор ИНГГ СО РАН
А.Э. Конторович
Генеральный директор ФГУП «СНИИГГиМС»
А.С. Ефимов
Кандидат технических наук, директор ФГУП центр «Сибгеоинформ»
В.Ф. Рожков

С 26 ГЕО-Сибирь-2007. Т. 5. Недропользование. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: сб. матер. III Междунар. научн. конгресса «ГЕО-Сибирь-2007», 25–27 апреля 2007 г., Новосибирск. – Новосибирск: СГГА, 2007. – 264 с.

ISBN 978-5-87693-229-7
ISBN 978-5-87693-236-5 (т. 5)

В сборнике опубликованы материалы III Международного научного конгресса «ГЕО-Сибирь-2007» направления «Недропользование. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых».

Печатается по решению Редакционно-издательского совета СГГА

Материалы публикуются в авторской редакции

УДК 622.3

ISBN 978-5-87693-229-7
ISBN 978-5-87693-236-5 (т. 5)

© ГОУ ВПО «Сибирская государственная
геодезическая академия», 2007

ПРОГРАММА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ И ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ В ПОЛЬЗОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ): ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ И ХОД РЕАЛИЗАЦИИ

Восточная Сибирь в настоящее время является одной из наиболее перспективных нефтегазоносных территорий России. Здесь выявлены и разведаны крупные запасы нефти и природного газа, достаточные для обеспечения внутренних потребностей региона и начала реализации крупных экспортных проектов. Среди открытых (более 60) месторождений у 16 извлекаемые запасы превышают 100 млн. т, а у 3–1 млрд. т УУВ. Наряду с разведанными запасами рассматриваемая территория располагает значительными перспективными и прогнозными ресурсами нефти и газа. В целом нефтегазовый потенциал Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) оценивается в размере 6,0 млрд. тонн нефти (1,1 млрд. тонн – запасы категорий C_1 и C_2 , 4,9 млрд. тонн – ресурсы категорий C_3 и D_1) и 20,7 трлн. м³ газа (5,7 трлн. м³ – запасы категорий C_1 и C_2 , 15 трлн. м³ – ресурсы категорий C_3 и D_1). Добычные возможности минерально-сырьевой базы позволяют обеспечить в перспективе добычу нефти в объеме 50–80 млн. тонн в год, газа – более 100 млрд. м³ в год.

Важным шагом для начала масштабного освоения нефтяных и газовых ресурсов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) явилось решение Правительства РФ №1737-р от 31 декабря 2004 года о проектировании и строительстве единой нефтепроводной системы в направлении рынка стран Азиатско-Тихоокеанского региона общей мощностью до 80 млн. тонн нефти в год (трубопроводная система «Восточная Сибирь-Тихий океан» (ВСТО)). Маршрут трубопровода пройдет от Тайшета до тихоокеанского побережья через Усть-Кут, Тынду, Сковородино, Хабаровск, конечная точка – г. Находка (бухта Перевозная).

Для решения задачи максимальной загрузки проектируемого нефтепровода необходим комплексный, программный подход к планированию недропользования и освоения нефтегазовых ресурсов на рассматриваемых территориях. В этой связи в 2005 г. Министерством природных ресурсов РФ была утверждена «Программа геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)» (Приказ № 219 от 29.07.2005 г.) (далее – Программа). Цель Программы – ресурсное обеспечение проектируемой трубопроводной системы посредством обоснования проведения геологоразведочных работ и лицензирования недр территорий Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). Основные задачи Программы – развитие сырьевой базы нефтегазодобычи Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), обеспечивающей достижение показателей прироста и добычи

углеводородов, определённых Энергетической стратегией России, и планируемые уровни загрузки экспортного трубопровода ВСТО; создание новых перспективных центров добычи нефти и газа; реализация рациональной последовательности геологоразведочных работ и лицензирования в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) на период до 2020 г.

Основная часть запасов и значительная часть ресурсов нефти и газа рассматриваемой территории сосредоточена в регионах первоочередного освоения – в зонах, территориально прилегающих к крупным разведанным месторождениям, которые могут послужить базой для освоения нефтегазовых ресурсов – Талаканскому, Верхнечонскому, Юрубчено-Тохомскому, Ковыктинскому и Чаяндинскому. Их расположение и степень подготовленности позволяют выделить два перспективных центра нефтедобычи – *Талакано-Верхнечонский* и *Юрубчено-Куюмбинский*, и два перспективных центра газодобычи: Ковыктинский и Чаяндинский. Осуществление проекта создания системы ВСТО и территориальное расположение крупных нефтегазовых объектов позволяют прогнозировать в дальнейшем создание ещё двух перспективных центров нефтедобычи – *Собинско-Тэтэринского* и *Ботуобинского*. Планирование развития центров нефтегазодобычи должно осуществляться с учётом примыкающих к базовым более мелких месторождений с запасами C_1 и C_2 (месторождений-спутников), а также участков недр с перспективными и прогнозными ресурсами.

В соответствии с Программой, разработка базовых нефтяных месторождений (Юрубчено-Тохомского, Куюмбинского, Верхнечонского и Талаканского) позволит к 2015 г. обеспечить добычу нефти на уровне 30 млн. тонн в год. При этом необходим перевод запасов категории C_2 в категорию C_1 в объеме 311,8 млн. т. Вовлечение в освоение запасов и ресурсов месторождений-спутников позволит увеличить годовую добычу нефти до 37 млн. т, необходимый прирост запасов составит 53,0 млн. т. Для поддержания темпов роста добычи, обеспечивающих постепенную загрузку экспортного трубопровода до уровня 56 млн. т в год в 2020 г. и 80 млн. т в год в 2025 г., и сохранения этого уровня в течение длительного времени необходимо вовлечение в освоение перспективных и прогнозных ресурсов категорий C_3 и D_1 , для чего потребуется дополнительно прирастить сырьевую базу в объеме 1,4 млрд. т. Таким образом, общий прирост запасов, необходимый для обеспечения годовой добычи в объеме 80 млн. т, составит около 1,8 млрд. т [1–3]. На рис. 1 показана прогнозная динамика добычи нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) на период до 2030 г.

Годовой объем добычи природного газа к 2020 году может составить около 100 млрд. m^3 (рис. 2), в том числе за счет запасов базовых месторождений (Чаяндинского и Ковыктинского) – 73,6 млрд. m^3 , месторождений-спутников – 13,3 млрд. m^3 , ресурсов C_3 – 16,7 млрд. m^3 . Для этого необходимо прирастить извлекаемые запасы категории C_1 в объеме примерно 2,64 трлн. m^3 за счет категорий C_2 и C_3 . Этот прирост позволит поддерживать годовую добычу газа на уровне 100 млрд. m^3 до 2030 года без вовлечения в разработку запасов, получаемых из ресурсов D_1 . Прирост последних за рассматриваемый период

прогнозируется в объеме 1,8 млрд. м³ и позволит сохранить достигнутый уровень добычи в течение длительного периода. Общий прирост запасов газа до 2030 г. составит 4,45 трлн. м³.

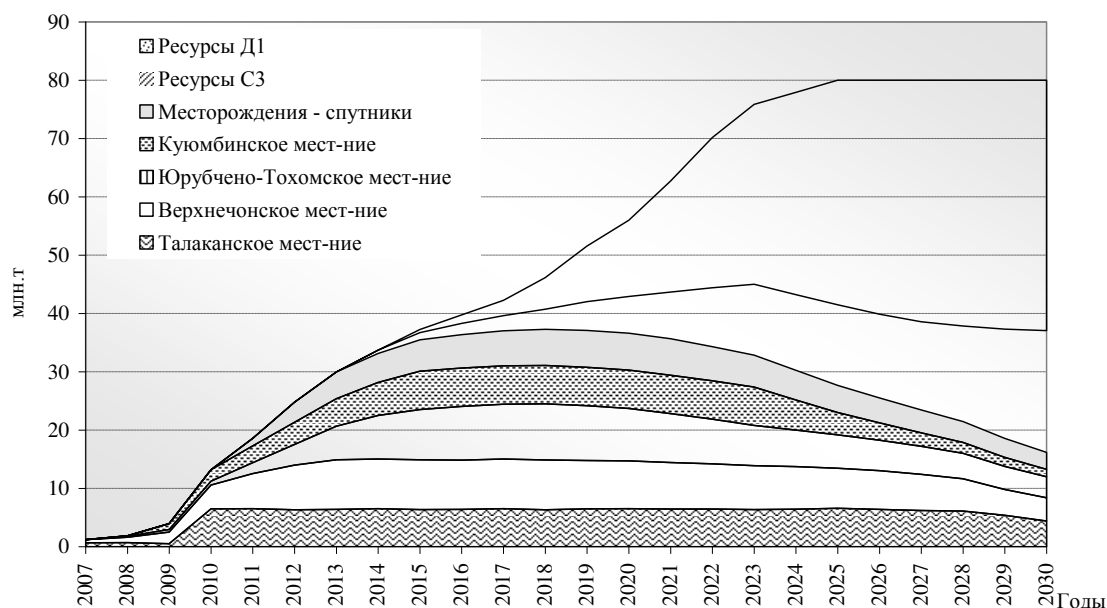


Рис. 1. Динамика добычи нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия)

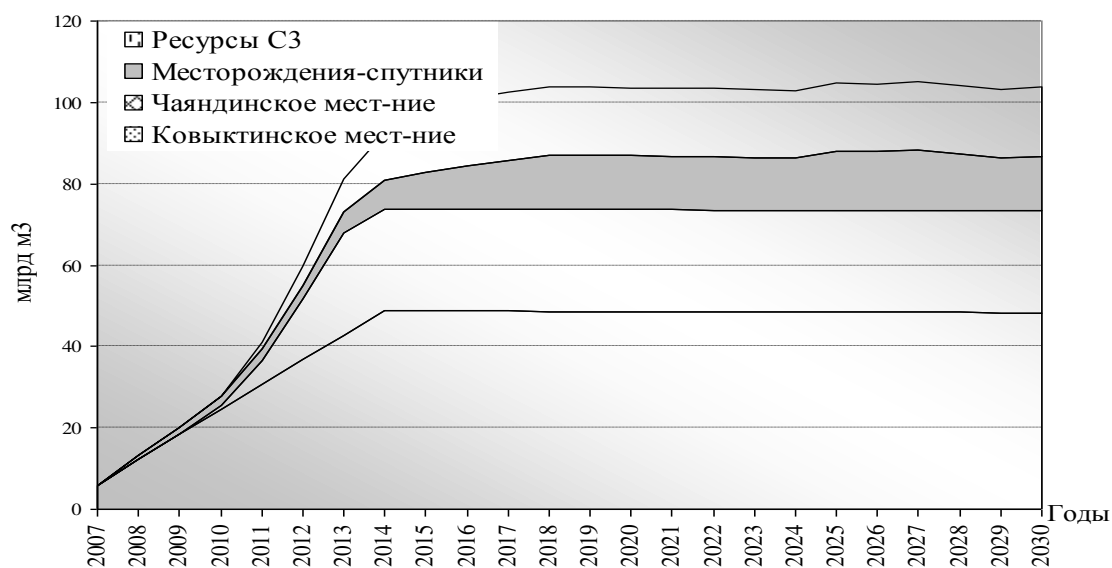


Рис. 2. Динамика добычи газа в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия)

В соответствии с проектом строительства нефтепровода, разработанным «АК «Транснефть», уже в 2008 г. планируется ввод первой очереди Тайшет – Сковородино и осуществление поставок нефти на экспорт в страны АТР по комбинированному трубопроводно-железнодорожному маршруту [4, 5]. Предполагается, что по нефтепроводу будет поставляться нефть восточносибирских и западносибирских месторождений, при этом на начальных этапах загрузку нефтепроводной системы планируется осуществлять

в значительной мере за счет нефти месторождений Западной Сибири и Большехетской зоны Красноярского края (табл. 1).

Таблица 1. Объемы поставок нефти по трубопроводной системе «Восточная Сибирь – Тихий океан»

Объемы поставок	Годы					
	2009	2010	2011	2015	2020	2025
ВСЕГО, млн. т	9,0	23,2	42,6	61,3	80,0	80,0
В т. ч.:						
Комбинированный трубопроводно-железнодорожный транспорт	9,0	23,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Нефтепроводный транспорт	0,0	0,0	42,6	61,3	80,0	80,0
В т. ч.: из Западной Сибири	5,0	10,0	24,0	24,0	24,0	0,0
Из Восточной Сибири	4,0	13,2	18,6	37,3	56,0	80,0

Направления транспортировки нефти и вовлекаемые территории показаны на рис. 3.

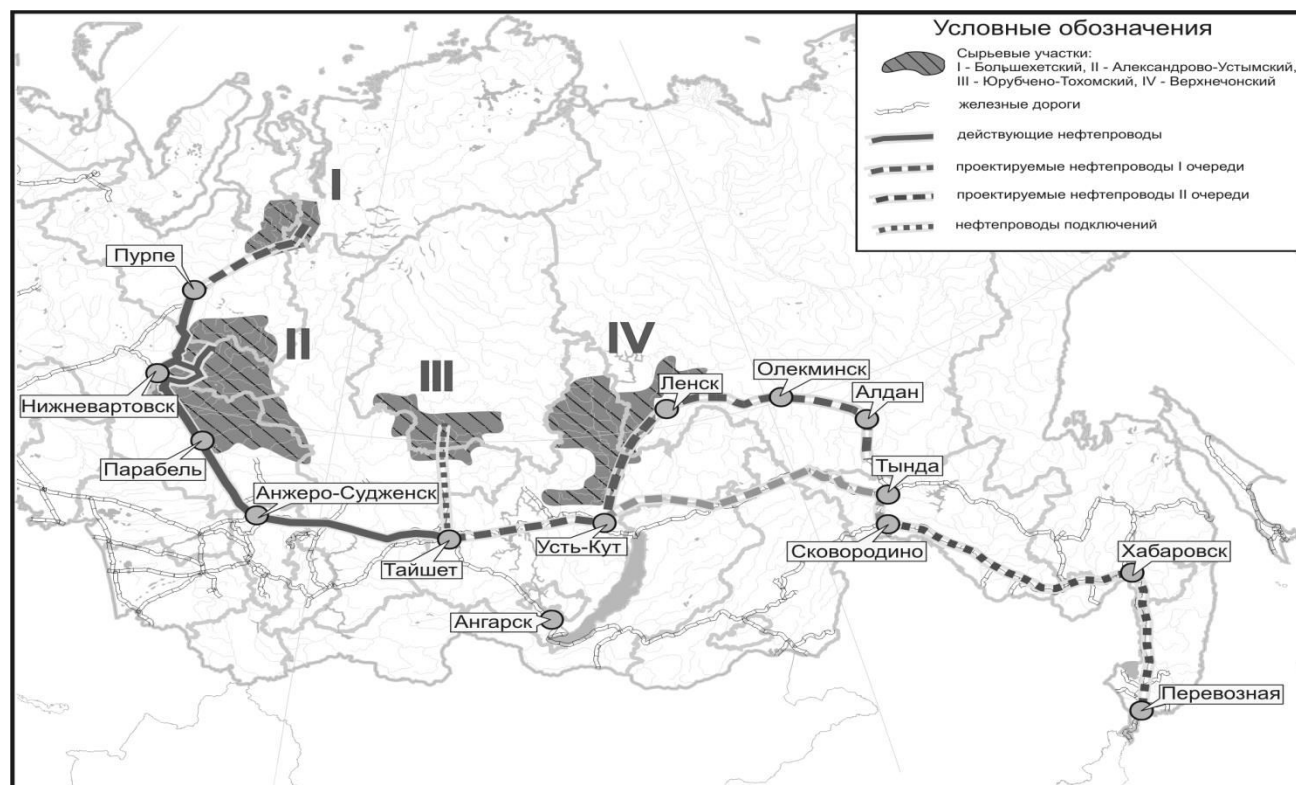


Рис. 3. Сырьевая база трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий Океан»

К моменту завершения первого этапа строительства в конце 2008 года планируется начало интенсивной разработки Талаканского и Верхнечонского месторождений, рядом с которыми пройдет нефтепровод. К этому времени предполагается также построить нефтепровод-подключение от Юрубчено-Тохомского и Курумбинского месторождений. Таким образом в 2009 году могут быть начаты поставки нефти с базовых месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) в систему ВСТО, которые к 2015 году достигнут 30 млн. т., а вместе с соседними более мелкими месторождениями – 37 млн. т. С окончанием второго этапа строительства нефтепровода в 2011 году

предполагается значительный рост поставок восточносибирской нефти, которая к 2025 году должна полностью заменить нефть Западной Сибири. При этом, как видно из рис. 1, после 2020 года более половины поставок нефти в систему ВСТО предполагается осуществлять за счет перспективных и прогнозных ресурсов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия).

Для достижения планируемых объемов добычи Программой предусмотрены интенсивные меры по наращиванию сырьевой базы нефти, в частности:

- Ускорение процесса лицензирования;
- Наращивание объемов ГРП за счет бюджета на слабоизученных участках нераспределенного фонда недр;
- Прирост запасов нефти категории C_1 в первые годы выполнения Программы за счет ускоренной разведки полей с запасами категории C_2 уже открытых месторождений;
- Последовательное увеличение объемов геологоразведочных работ за счет средств государственного бюджета на участках нераспределенного фонда недр для повышения их инвестиционной привлекательности и наращивания ресурсной базы;
- Ускоренное наращивание объемов сейсморазведочных работ и поискового бурения за счет средств недропользователей на участках распределенного фонда недр.

В настоящее время в распределенном фонде недр находится 87 % извлекаемых запасов и 78 % ресурсов нефти. До 2025 года на этих объектах планируется прирастить более 900 млн. т нефти. Нефтяной потенциал нераспределенного фонда не столь значителен и составляет 1,25 млрд. т, причем на выявленные запасы категорий C_1+C_2 приходится лишь 12 % их общего объема, находящихся главным образом в Якутии. Тем не менее, в перспективе эти территории должны будут сыграть существенную роль в сырьевом обеспечении системы ВСТО. Прирост запасов нефти на участках недр нераспределенного фонда прогнозируется на уровне 550 млн. тонн к 2020 г. и 610 млн. тонн к 2025 г. При этом основной прирост здесь будет получен в результате изучения перспективных и прогнозных ресурсов.

Согласно *программе лицензирования* всего на территории Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) выделено более 200 перспективных лицензионных участков. Это коммерчески доступная сырьевая база, которая будет осваиваться в первую очередь. Была выполнена оценка ресурсного и экономического потенциала по каждому участку, которая позволила определить очередность их лицензирования. Наиболее перспективные, а также уже подготовленные к лицензированию участки планировалось распределить в течение ближайших двух лет. Участки, предлагаемые к лицензированию в более поздние сроки, как правило, слабо изучены сейсморазведкой и глубоким бурением, на их территории нет выявленных запасов и перспективных ресурсов углеводородов. В связи с этим инвестиционная привлекательность этих территорий на настоящее время невысока. Для её повышения предлагается на

слабоизученных участках выполнить за счёт госбюджета цикл геологоразведочных работ.

В соответствии с программой ГРР годовые затраты на ГРР за счёт госбюджета на первых этапах её реализации должны составлять около 1,5 млрд. руб. в 2005 г. и 2,5 млрд. руб. в 2006 г., за счёт недропользователей – соответственно 19 и 20,1 млрд. руб. Для обеспечения намеченных уровней прироста запасов нефти и газа годовой объём региональных и поисково-оценочных работ за счёт госбюджета должен увеличиться к 2010 году до 6,5 млрд. руб., а поисковых и разведочных работ за счёт недропользователей – до 21,4 млрд. руб.

Федеральным агентством по недропользованию в настоящее время реализуются программа лицензирования участков нераспределенного фонда недр Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) и программа геологоразведочных работ. В 2005 г. распределено 18 участков недр, в 2006 г. – 27 участков. Основной объём региональных ГРР в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) направлен на продолжение геологического изучения перспективных на нефть и газ земель в 200 км зоне трассы магистрального нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан. Общий объём сейсморазведки 2Д в 2005–2006 гг. составил за счёт средств федерального бюджета около 15 тыс. пог. км, за счёт недропользователей – 12,6 тыс. пог. км. Дополнительно к сейсморазведке выполнялись в небольших объёмах относительно малозатратные электро-гравимагниторазведочные и полевые геохимические работы. Объём глубокого бурения на нефть и газ за счёт средств недропользователей составил более 100 тыс. пог. м. Объём финансирования ГРР за счёт средств федерального бюджета составил в 2005 г. 1,3 млрд. руб., в 2006 г. – 2 млрд. руб.

Прирост извлекаемых запасов нефти категории C_1 по Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) по объектам Программы в 2005 г. составил 5,8 млн. т, в 2006 г. (по оперативным данным на 23.02.07 г.) – 15,8 млн. т.

Анализ хода реализации Программы свидетельствует, что выполненные в 2005–2006 гг. мероприятия в основном способствуют решению основных задач Программы. В то же время, наметившееся отставание от намеченных показателей Программы требует интенсификации усилий государства и недропользователей в области подготовки сырьевой базы нефтедобычи и обеспечения прироста запасов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Перспективы освоения ресурсов углеводородного сырья Восточной Сибири [Текст] / А.И. Варламов и др. // Разведка и охрана недр. – 2003. – № 11-12. – С.32-40.
2. Восточный коридор нефтепроводов: сравнительная экономическая эффективность вариантов [Текст] / А.А. Герт и др. // Регион: экономика и социология. – 2004. – №4. – С. 157-173.
3. Сырьевая обеспеченность нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан [Текст] / А.А. Герт и др. // Регион: экономика и социология. – 2006. – №4 – С.198-208.
4. «Транснефть» проложит нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан в 400 километрах от озера Байкал [Текст] // Независимая газета. – 2006. – 25 мая.

5. Сетевой график проектирования и строительства I этапа трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» [Электронный ресурс] // Сайт Минпромэнерго России. – Режим доступа: <http://www.minprom.gov.ru>

© А.А. Герт, А.С. Ефимов, П.Н. Мельников, В.С. Старосельцев, К.В. Старосельцев, Н.А. Супрунчик, 2007

УДК 553.982.2(571.5;571.6)

А.Э. Конторович

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

Н.Л. Добрецов, В.К. Дуплякин, А.Г. Коржубаев, В.В. Кулешов, В.А. Лихолобов,

В.Н. Пармон, А.Ф. Сафронов, В.И. Суслов

СО РАН, Россия

СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА – ВАЖНЕЙШИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ПРОЕКТ РОССИИ НА ПЕРВУЮ ЧЕТВЕРТЬ XXI ВЕКА, ЕЕ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ ЭКОНОМИКИ РОССИИ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ДИПЛОМАТИИ В АТР

Сырьевая база и организационные условия для поставок нефти и газа. Анализ и прогноз развития российской и международной системы энергообеспечения указывают на дальнейшее увеличение в ближайшие десятилетия мирового потребления энергетических ресурсов, прежде всего – углеводородов. В региональном плане наиболее быстро спрос на нефть и газ будет возрастать в странах АТР, главным образом, в Китае, Индии, Индонезии, Филиппинах. Вместе с тем, в глобальном масштабе остается лишь несколько крупных сырьевых баз углеводородов, за счет которых возможно удовлетворение перспективных энергетических потребностей. Это – политически нестабильные Ближний Восток и Африка, экономически и технологически труднодоступные и геологически слабо изученные шельфы арктических морей, а также Север Западной Сибири (Ямало-Ненецкий и Ханты-Мансийский автономные округа) и территория Сибирской платформы (Иркутская область, объединенный Красноярский край, Республика Саха). Существуют также возможности значительного увеличения добычи нефти и газа на шельфе Дальневосточных морей (о-ва Сахалин и др.). Из перспективных источников энергетического сырья к самым быстрорастущим и емким рынкам АТР, прежде всего, к Китаю, наиболее приближены Западная Сибирь, Восточная Сибирь и Дальний Восток.

Многие десятилетия геологи обосновывали, что Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия) очень богаты нефтью и газом. Благодаря значительным объемам геологоразведочных работ второй половине, но особенно в семидесятые и восьмидесятые годы XX века стало ясно, что этот прогноз был правильным. В настоящее время в этом регионе, который ученые называют Сибирской платформой, открыты десятки нефтяных и газовых месторождений. Среди них такие уникальные и крупные, как Ковыктинское, Чаяндинское, Юрубчено-Тохомское, Верхнечонское, Среднеботуобинское, Талаканское, Куюмбинское и многие др.

По прогнозам СО РАН на этой территории имеются серьезные предпосылки для новых открытий и наращивания минерально-сырьевой базы. Ряд серьезных открытий сделан на северо-западе Сибирского федерального округа, в Туруханском районе Красноярского края и в Таймырском (Долгано-Ненецком) автономном округе.

В июне 2002 г. Правительство РФ утвердило «Стратегию экономического развития Сибири». В ней подчеркнута «необходимость создания новых центров добычи нефти и газа в Восточной Сибири». В Стратегии уделено особое внимание развитию транспортных коммуникаций. «Сооружение магистральных нефте- и газопроводов «Запад – Восток» экспортного направления, – сказано в ней, – будет способствовать развитию топливно-энергетического комплекса в Восточно-Сибирском регионе и на Дальнем Востоке, позволит решить важнейшие стратегические задачи, связанные с выходом на перспективный рынок стран Азиатско-Тихоокеанского региона».

В августе 2003 г. Правительство РФ утвердило «Энергетическую стратегию России до 2020 г.». Стратегия предусматривает повышение роли восточных районов в нефтяной и газовой промышленности России, диверсификацию экспорта с выходом на рынок Азиатско-Тихоокеанского региона. Предполагается, что основой формирования новых крупных центров нефтяной и газовой промышленности на востоке страны, обеспечения внутренних потребностей этих регионов и организации долгосрочных поставок нефти и газа в АТР, в частности в Китай, будут месторождения Западной Сибири, Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). На базе месторождений шельфа острова Сахалин будет сформирована еще одна крупная система нефтегазообеспечения, преимущественно экспортной ориентации.

Перспективы добычи нефти в России и экспорта в восточном направлении. Согласно Энергетической стратегии России, долгосрочное развитие нефтяной промышленности страны предполагает решение следующих основных задач: (1) рациональное использование разведанных запасов нефти, обеспечение расширенного воспроизводства сырьевой базы нефтедобывающей промышленности; (2) ресурсо- и энергосбережение, сокращение потерь на всех стадиях технологического процесса при подготовке запасов, добыче, транспорте и переработке нефти; (3) углубление переработки нефти, комплексное извлечение и использование всех ценных попутных и растворенных компонентов; (4) формирование и развитие новых крупных центров добычи нефти, в первую очередь, в восточных районах России и на шельфе арктических и дальневосточных морей; (5) расширение присутствия российских нефтяных компаний на зарубежных рынках, приобретение перерабатывающей и сбытовой инфраструктуры в странах – реципиентах; (6) расширение участия российских нефтяных компаний в зарубежных добывающих и транспортных активах, прежде всего, в странах СНГ, Европы и Азиатско-Тихоокеанского региона.

Основным источником поставок нефти из России в Китай, особенно, на первом этапе, будет крупнейший нефтедобывающий регион страны – Западная Сибирь. В связи с этим особую значимость приобретает прогноз добычи нефти

в России с детализацией по всем макрорегионам с позиции обеспечения поставок на внутренний рынок, экспорта в традиционном западном и новом восточном направлениях.

Перспективные уровни добычи нефти в России будут определяться в основном уровнем мировых цен, объемом внутреннего спроса, уровнем развития транспортной инфраструктуры, налоговыми условиями и научно-техническими достижениями в разведке и разработке месторождений, а также качеством разведанной сырьевой базы. Нижний уровень цен на нефть будет определяться уровнем издержек на месторождениях в крупных регионах добычи с замыкающими затратами, а верхний – издержками для возможного массового производства альтернативных нефти моторных топлив.

Мировая цена будет формироваться в зависимости от темпов развития мировой экономики, интенсивности внедрения нефтезамещающих энергоисточников, предложения нефти на мировых рынках и транспортных возможностей ее доставки к местам потребления. При прогнозировании цены на нефть учитывалось влияние различных политических, экономических и технологических факторов, оказывающих воздействие на формирование рыночной конъюнктуры на мировом рынке нефти.

Наиболее высокий уровень международных цен на нефть сохранится примерно до 2010–2012 гг., хотя тенденция к снижению цен должна обозначиться уже в 2006–2007 гг. Это связано с инерционностью технологических систем нефтепотребления, которые сейчас используются в развитых странах и продолжают массово внедряться в Китае и других странах АТР. К 2010–2012 г. в развивающихся странах произойдет технологическое насыщение традиционным моторным транспортом, поэтому глобальный рост спроса на нефть замедлится. Это приведет к снижению цен на нее до уровня 40–45 долл./барр., что с учетом инфляции доллара соответствует современным 35–40 долл./барр.

В этих условиях в России в целом продолжится рост добычи нефти, хотя его темп в Западной Сибири замедлится, а в Европейской части страны снизятся и абсолютные показатели. Годовая добыча нефти в стране может быть доведена в 2010 г. до 500 млн. т, в 2020 г. – до 550 млн. т, в 2030 г. – до 600 млн. т, добыча в Западной Сибири составит в эти же годы 344,5, 350 и 355 млн. т, соответственно. В Западной Сибири при стабилизации и постепенном снижении добычи нефти в Ханты-Мансийском автономном округе будет происходить ее рост на севере этого макрорегиона – в Ямало-Ненецком автономном округе.

В последние годы в российском секторе Каспийского моря выявлено и подготовлено детальными работами к глубокому бурению ряд нефтегазоносных структур, выявлено и подлежит дальнейшему изучению большое количество неантиклинальных объектов, в том числе высокоперспективные ловушки рифового типа, открыто 5 месторождений. В соответствии с долгосрочной программой геологоразведочных работ к 2010 г. в районе планируется прирастить запасы нефти и конденсата в количестве 348 млн. т. Это позволит к 2015 г. добывать в российском секторе Каспийского моря не менее 8 млн. т, а к

2020 г. – до 20 млн. т нефти и конденсата. Освоение Северо-Каспийской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций позволит в перспективе стабилизировать и увеличить добычу нефти в Европейской части страны до 140–150 млн. т в год.

Кроме того, произойдет увеличение добычи нефти российскими компаниями за рубежом, прежде всего, в странах Каспийского региона – Казахстане, Туркменистане, Узбекистане, Азербайджане. Из этих стран также возможны поставки нефти российскими операторами в АТР, прежде всего, в Китай. Здесь лидерами будут выступать «ЛУКОЙЛ», «Газпром» (включая активы «Сибнефти»), «Роснефть».

В перспективе крупнейшим источником экспорта нефти из России в Китай и другие страны АТР станет Восточная Сибирь и Дальний Восток. Нефти рассматриваемых регионов отличаются высоким качеством, превосходящим по основным параметрам российский экспортный стандарт Urals. Это в основном легкие и низкосернистые сорта. Большая часть запасов нефти Восточной Сибири и Дальнего Востока имеет плотность менее 0,87 г/см³ и содержание серы менее 0,5 %.

К 2010 г. добыча нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) может достичь 12–13 млн. т. В этот период ожидается начало промышленной разработки Талаканского, Юрубчено-Тохомского, Куюмбинского месторождений, будут организованы поставки конденсата с Ковыктинского месторождения. На шельфе о. Сахалин будет завершён ввод в эксплуатацию производственных объектов проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2», что позволит довести суммарную добычу в Сахалинской области до 23 млн. т. В дальнейшем при проведении активной государственной политики в области недропользования и лицензирования недр, резком расширении ГРП, развитии перерабатывающей и транспортной инфраструктуры добыча нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке (с учетом добычи на острове Сахалин и его шельфе) может быть к 2020 г. доведена до 90 млн. т, а к 2030 г. – до 145 млн. т.

На шельфе о-ва. Сахалин будет сформирована новая крупная система нефтеобеспечения и расширены экспортные поставки в Китай, Южную Корею, Индию, Японию, Филиппины, другие страны АТР, а также на тихоокеанское побережье США. Кроме того, планируется увеличить загрузку сахалинской нефтью Комсомольского НПЗ. Поставки на Хабаровский НПЗ, вероятно, будут организованы с месторождений Республики Саха. В настоящее время уровень загрузки производственных мощностей Комсомольского НПЗ составляет чуть более 70 %, Хабаровского – менее 60 %. Доля сырья, поставляемого на эти заводы из Западной Сибири, – свыше 80 и 100 %, соответственно.

К 2010 г., с учетом прогноза добычи и переработки нефти в России с детализацией по макрорегионам, экспорта в западном направлении, поставок на НПЗ Восточной Сибири и Дальнего Востока, ежегодный экспорт сырой нефти из России в страны АТР может достичь 44 млн. т, в том числе из Западной Сибири – 20 млн. т, из Восточной Сибири и Республики Саха – 6 млн. т, с Сахалина – 18 млн. т. К 2020 г. экспорт нефти составит около 95 млн. т в год, к 2030 г. – 120 млн. т в год.

Экспорт сырой нефти из России в Китай (включая транзит через Казахстан) возрастет с 8,5 млн. т в 2005 г. до 32 млн. т в 2010 г., свыше 60 млн. т – в 2020 г., 70 млн. т – в 2030 г. Экспорт нефтепродуктов в АТР (в основном в Китай, Монголию, Японию) будет эффективен с НПЗ, находящихся в приграничных районах либо недалеко от портов (Ангарск, Хабаровск, Комсомольск-на-Амуре). Объем экспорта, при условии значительного повышения качества продукции, может быть доведен до 12 млн. т в год, в том числе в Китай до 11,5 млн. т. Поставки будут осуществляться железнодорожным, морским и речным транспортом.

Ежегодный экспорт сжиженных углеводородных газов (СУГ) в страны АТР может достигнуть уже к 2015 г. 1,0 млн. т, в том числе в Китай – не менее 800 тыс. т. Представляется целесообразным в контрактах на поставку сырья на экспорт предусматривать обязательства по закупкам в России соответствующих объемов продуктов переработки и химии нефти.

Перспективы добычи природного газа в России и экспорта в восточном направлении. В рамках Энергетической стратегии России до 2020 г. стратегическими целями развития газовой промышленности являются: (1) стабильное, бесперебойное и экономически эффективное удовлетворение внутреннего и внешнего спроса на газ; (2) развитие действующей Единой системы газоснабжения страны (ЕСГ) и ее расширение на Восток России; (3) совершенствование организационной структуры газовой отрасли с целью повышения экономических результатов ее деятельности и формирования либерализованного рынка газа; (4) обеспечение стабильных поступлений в доходную часть государственного бюджета и стимулирование спроса на продукцию сопряженных отраслей (металлургии, машиностроения и др.); (5) обеспечение экономических интересов России в Европе и сопредельных государствах, а также в Азиатско-Тихоокеанском регионе и Северной Америке.

Состояние и перспективы увеличения разведанных запасов газа при наличии соответствующих инвестиций и благоприятной ситуации на внутреннем и внешнем рынках газа позволяют довести добычу газа в 2010 году до 681 млрд. м³, в 2020 году – до 890 млрд. м³, в 2030 году – до 910 млрд. м³ в год с последующим поддержанием на этом уровне за счет ввода месторождений, прогнозируемых к открытию. Это позволяет удовлетворить внутренние потребности страны, обеспечить увеличение поставок в Европу, сформировать новые крупные экспортные направления – Китай и другие страны АТР, а также США.

Главными источниками поставок газа из России в АТР, прежде всего, в Китай, будут месторождения Западной Сибири, Восточной Сибири и Дальнего Востока. Добыча газа в Западной Сибири может быть доведена до 670 млрд. м³ в год, в Восточной Сибири – до 120 млрд. м³ в год, на Дальнем Востоке – до 30 млрд. м³ в год. При развитии газовой промышленности Восточной Сибири и Республики Саха следует учитывать высокое содержание в природных газах этого региона таких элементов, как этан, пропан, бутаны и конденсат. Ежегодная добыча гелия в Восточной Сибири и Республике Саха может быть доведена к 2020 г. до 135–150 млн. м³ в год. При освоении газовых

месторождений Лено-Тунгусской провинции необходимо предусмотреть строительство заводов по выделению гелия и его хранилищ.

Экспорт сжиженного природного газа (СПГ) с месторождений Сахалина в АТР может начаться уже в 2007 г., а к 2010 г. объем добычи и поставок СПГ в рамках проекта «Сахалин-2» может быть доведен до 9,6 млн. т, или 13,4 млрд. м³ в пересчете на исходное вещество. Ожидается, что после 2010 г. может быть реализован проект поставок сетевого газа из Ковыктинского месторождения в Китай и Корею, а после 2015 г. может начаться экспорт из других крупнейших месторождений Восточной Сибири и Республики Саха. В это же время возможно начало экспорта сетевого газа в рамках проекта «Сахалин-1».

К 2012–2015 гг. по мере роста спроса на газ, в том числе в качестве моторного топлива, в Китае, будет организован экспорт газа в восточном направлении из Западной Сибири. Ежегодный объем поставок газа из Западной Сибири в Китай, может быть доведен к 2020 г. до 40 млрд. м³, а к 2030 г. – до 60 млрд. м³. После удовлетворения внутренних потребностей экспорт газа из Западной и Восточной Сибири, Республики Саха и шельфа острова Сахалин в АТР может быть доведен к 2020 г. до 78 млрд. м³ в год, к 2030 г. – до 145 млрд. м³ в год.

Развитие системы нефте- и газопроводов на востоке России. Фактором, сдерживающим расширение экспорта энергоносителей в Китай и другие страны АТР, является отсутствие эффективной системы транспорта нефти и газа, прежде всего, магистральных нефте- и газопроводов. Россия располагает развитой сетью нефте- и газопроводов в Западной Сибири и Европейской части, однако на востоке страны в настоящее время система магистральных нефтепроводов АК «Транснефть» заканчивается в районе Ангарска (Иркутская область), Единая Система газоснабжения ОАО «Газпром» – в районе Проскоково (Кемеровская область).

Экспорт сырой нефти с о. Сахалин и его шельфа осуществляется в основном через порты Хабаровского и Приморского краев (Де Кастри, Находка), а также с производственно-добывающего комплекса «Витязь» в Охотском море. Поставки нефти из Западной Сибири в Китай ведутся по железной дороге через Наушки и Забайкальск, а также транзитом через Казахстан по действующему нефтепроводу Омск – Павлодар – Атасу и далее по железной дороге до Алашанькоу, Душаньцзе. С середины 2006 г. транзитные поставки через Казахстан осуществляются по новому нефтепроводу Атасу – Алашанькоу.

Экспорт нефтепродуктов в Китай и другие страны АТР осуществляется в основном с Ангарского, Хабаровского и Комсомольского НПЗ железнодорожным транспортом и через порты Приморского и Хабаровского краев (Владивосток, Находка, Славянка, Ванино, Большой камень и др.). Оптовые поставки сжиженных углеводородных газов (СУГ) потребителям в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке и на экспорт также осуществляются по железной дороге.

Для организации крупных поставок нефти и газа российским потребителям и на экспорт в Китай и другие страны АТР в Восточной Сибири и

на Дальнем Востоке необходимо формирование системы сверхдальнего трубопроводного транспорта, строительство заводов по переработке и сжижению природного газа, создание инфраструктуры для отгрузки нефти, нефтепродуктов, СПГ и конденсата.

Важнейший нефтетранспортный проект: строящийся в настоящее время магистральный нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан с отводом на Китай. Проектная мощность нефтепровода – 80 млн. т в год, в том числе первой очереди, завершение строительства которой намечено на 2008 год – 30 млн. т в год. Строительство первой очереди ведется со стороны Тайшета и со стороны Сковородино. Согласно поручению Президента России, трасса нефтепровода будет проходить за водосборной зоной озера Байкал, по территории с низкой сейсмичностью и высокоперспективной на нефтегазоносность. Маршрут нефтепровода проходит вдоль трассы БАМ по линии Тайшет – Усть-Кут, от Усть-Кута – в северо-восточном направлении по левому берегу Лены (за водоохранной зоной) до Талаканского месторождения, что позволит существенно сократить проектно-изыскательские работы и строительство в целом. Далее маршрут обходит город Ленск с северной стороны, пересекает Лену в районе Олекминска и уходит на восток до города Алдан. От Алдана трасса идет в южном направлении, минуя Нерюнгри, до поселка Тынды и далее на Сковородино. Строительство второй очереди нефтепровода предполагает выход к российским портам на Тихом океане и сооружение отвода в Китай в районе Сковородино. Прокладка нефтепровода вдоль Лены даст возможность использовать реку в качестве транспортной магистрали для доставки грузов и техники. Кроме этого, грузы будут поступать по железной дороге, а также воздушным транспортом, рассматривается возможность устройства дополнительных проездов и дорог.

Трасса нефтепровода проходит по территории высокоперспективной для поисков нефти; находится в непосредственной близости от открытых месторождений, что делает регион в целом более привлекательным для инвестиций в геологоразведку и разработку месторождений нефти и газа, ускорит ввод в разработку отдельных открытых и прогнозируемых к открытию месторождений; резко снизит инвестиции, необходимые для создания транспортной инфраструктуры и уменьшит сроки окупаемости проектов; снизит затраты на транспорт восточно-сибирской и якутской нефти до Сковородино.

Должны быть построены подводящие нефтепроводы от месторождений Талакан – Верхнечонской зоны нефтегазонакопления (ТВЧЗ) до ВСТО, а также подключения Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления (ЮТЗ) – Пойма. В результате будет сформирован новый канал для поставок в восточном направлении как западносибирской, так и восточносибирской нефти.

Для экспорта нефти в Западные районы Китая (СУАР) необходимо провести реконструкцию с увеличением пропускной способности нефтепровода Омск – Павлодар – Атасу. В настоящее время завершено строительство нефтепровода от Атасу в Казахстане до Алашанкоу в Китае, протяженностью 980 км с начальной ежегодной пропускной способностью 10 млн. т.

Нефтепровод будет продлен до НПЗ Синьцзян–Уйгурского автономного района и во внутренние провинции КНР, а его мощность может быть увеличена до 30 млн. т.

При формировании на востоке России новой системы газопроводов, в первую очередь, целесообразно провести газификацию юга Восточной Сибири, включая Забайкалье, соединение с восточносибирской системы с ЕСГ. Это предполагает строительство газопроводов: Ковыктинское месторождение – Саянск – Ангарск, Иркутск – Улан-Уде – Чита, Чаяндинское месторождение – Ковыктинское месторождение, Ковыктинское месторождение – Иркутск – Проскоково. Для экспорта в восточном направлении на первом этапе возможно использование БАМа и Транссиба, что предполагает строительство заводов по сжижению природного и углеводородных газов и ж. д. терминалов по отгрузке СПГ и СУГ в Усть-Куте и Ангарске. После 2010 г., по мере наращивания объемов добычи газа в Восточной Сибири и Республике Саха и развития инфраструктуры газообеспечения в Восточной Азии, должно быть принято окончательное решение о строительстве экспортных газопроводов. Здесь экономически наиболее эффективным представляется маршрут: Чита – Забайкальск – Харбин – Далянь – Пекин, Пьёнтэк (Pyeontaek) – Сеул.

В период до 2010 г. будет происходить интенсивное наращивание поставок нефти и газа с о-ва Сахалин. На первом этапе не интегрированные в восточносибирскую систему нефтегазообеспечения проекты поставок нефти и газа с месторождений шельфа о-ва Сахалин должны обеспечивать газификацию Сахалинской области и Хабаровского края, загрузку Комсомольского и Хабаровского НПЗ, экспортные поставки. Будет построен новый нефтепровод Северный Сахалин – порт Де Кастри, реализованы нефте- и газопроводные проекты: (1) Северный Сахалин – Южный Сахалин со строительством на юге острова завода по сжижению газа и терминалов по отгрузке СПГ и нефти, (2) Комсомольск-на-Амуре – Хабаровск. В дальнейшем эти проекты могут быть соединены с системами нефте- и газопроводов Восточная Сибирь – Дальний Восток в районе Хабаровска.

В перспективе через территорию Восточной Сибири и Дальнего Востока в Японию, Корею, северо-восточные районы Китая, западные районы США могут быть организованы поставки газа из Западной Сибири с отгрузкой СПГ в портах Тихого океана. Экспорт СПГ из месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа будет проводиться с использованием Северного морского пути.

Еще один важный проект по выходу на энергетические рынки АТР, выдвинутый Президентом России – газопровод «Алтай», предполагающий крупномасштабные поставки западносибирского газа в западные районы Китая. Поставки трубопроводного газа в Синьцзян-Уйгурский автономный район могут осуществляться уже с 2012–2015 гг. через территорию Алтайского края и Республики Алтай с подключением к транскитайскому газопроводу Запад – Восток. Это предполагает продолжение строящегося газопровода Барнаул – Бийск – Горно-Алтайск в направлении Кош-Агач – Канас – Бурчун – Карамай – Урумчи параллельно проектируемой автомобильной дороге «Алтай – Китай». По информации «Алтайгипродор» прохождение автотрассы целесообразно

через плато Укок; в настоящее время не существует технических препятствий для строительства как дороги, так и магистрального газопровода.

В дальнейшем, по мере наращивания поставок, необходимо строительство дополнительных ниток газопровода в транспортном коридоре «ЯНАО (КС Пурпейская) – Сургут – Кузбасс – Алтай – Китай». Протяженность трассы до границы с КНР составляет около 2670 км. *Впервые этот вариант трассы магистрального газопровода для поставок западносибирского газа в южные районы Сибири и на экспорт в Китай был предложен ИГНГ СО РАН (академик А.Э. Конторович) в 1998 г.* в исследовании, проведенном по заказу ОАО «Газпром», как альтернатива предлагавшемуся тогдашним руководством концерна труднореализуемому северному маршруту «СРТО – Подкаменная Тунгуска – Дальний Восток – Китай».

Для проведения газификации Алтайского края и Республики Алтай целесообразно сооружение газопроводов – отводов, создание в регионе инфраструктуры потребления и распределения (дистрибуции) сетевого газа, повышение платежеспособного спроса населения и промышленности (в том числе за счет дотаций из федерального бюджета).

Условия и механизмы создания новых крупных центров НГК на востоке страны. Поскольку подавляющее большинство месторождений углеводородов Восточной Сибири нефтегазовые, осваивать ресурсы нефти и газа нужно в рамках единой национальной Программы (включающей Красноярский край, Иркутскую область, Республику Саха). Главной целью Программы должно стать формирование в регионе эффективной нефтяной, газовой, гелиевой промышленности и создание на этой основе условий для динамичного социально-экономического развития Восточной Сибири и Дальнего Востока повышение жизненного уровня населения.

Следует поддержать ключевые положения Программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона, разработанной ОАО «Газпром», предусматривающие приоритетность удовлетворения спроса на газ российских потребителей, оптимизацию топливно-энергетического баланса регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока, развитие в регионе газопереработки, газохимии, гелиевой промышленности, обеспечение единого экспортного канала и выгодных для России ценовых условий при поставках газа за рубеж.

Вместе с тем, имеется ряд принципиальных, связанных с необходимостью учета интересов социально-экономического развития Восточной Сибири и Республики Саха, повышением народнохозяйственного эффекта от освоения ресурсов и запасов месторождений углеводородов востока страны. Предусмотренная консервация на долгосрочную перспективу полномасштабного освоения ряда уникальных и крупных месторождений (Чаяндинское, Ковыктинское), затягивание с формированием предприятий глубокой переработки и химии углеводородов, региональная ограниченность проектов газификации – все это означает фактическое «замораживание»

социально-экономического развития востока России, что расходится со стратегическими ориентирами, поставленными Президентом РФ В.В. Путиным.

Представляется целесообразным ориентировать экспорт сахалинского газа только в виде СПГ, а сетевой газ в Китай и Южную Корею поставлять из Восточной Сибири. Это стимулирует экономическое развитие обоих регионов. В проекте не предусматривается газификация сетевым газом Забайкалья – Республики Бурятия и Читинской области, что негативно скажется на социально-экономическом развитии этих регионов.

Для эффективного формирования нового нефтегазового комплекса на Востоке России необходимо: немедленно с опережением по отношению к добыче нефти и газа развивать нефте- и газопереработку, нефте- и газохимию, гелиевую промышленность; законодательно определить, что на экспорт газ будет поставляться только после выделения из него этана, пропан-бутановой фракции, гелия; организовать комплексное (с учетом аллокации сырьевой базы) для всех ресурсных регионов Сибирской платформы (Иркутской области, Красноярского края, Республики Саха).

© А.Э. Конторович, Н.Л. Добрецов, В.К. Дуплякин, А.Г. Коржубаев, В.В. Кулешов, В.А. Лихолобов, В.Н. Пармон, А.Ф. Сафронов, В.И. Суслов, 2007

УДК 550.37:519.63/64

А.М. Санчаа, Н.Н. Неведрова, И.В. Суродина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Новосибирск

ТРЕХМЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТРУКТУРЫ СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ (НА ПРИМЕРЕ БАРГУЗИНСКОЙ ВПАДИНЫ)

Введение

На территории крупных межгорных впадинах Байкальской рифтовой зоны (Тункинской, Селенгинской, Баргузинской и других) выполнен значительный объем электрических зондирований (ВЭЗ) с использованием установки Шлюмберже. Максимальный размер генераторной линии достигал 10–16 км. Исследования проводились с целью восстановления внутренней структуры впадин. Следует отметить, что к этим осадочным бассейнам часто приурочены месторождения минеральных и строительных ресурсов. В частности все байкальские впадины перспективны на наличие природного газа и нефти.

Тектонические впадины Байкальского рифта расположены в сейсмоактивном регионе и имеют сложное блоковое строение с присутствием многочисленных разломных структур. При этих условиях всегда имеется значительный объем полевого материала, интерпретация которого в программных комплексах одномерного моделирования и инверсии с использованием горизонтально слоистой модели не вполне корректна. В докладе будут показаны возможности применения программ двумерного и трехмерного моделирования для обоснования отдельных геологических

структур на примере полевых данных ВЭЗ, полученных в Баргузинской впадине.

Большой интерес вызывают песчаные образования, ярко выраженные в рельефе Баргузинской впадины – это Верхний и Нижний куйтуны. Аналогичные песчаные холмы имеются и в других впадинах, например, массив Бадар в Тункинской долине. Существует множество гипотез относительно их происхождения. Одни рассматривали их как антиклинальные поднятия [1], другие считали куйтуны производными «мерзлотной тектоники» [2]. На рис. 1 показаны профили и пункты электрических зондирований, а также куйтуны, которые проявляются в виде локальных поднятий в рельефе Баргузинской впадины.

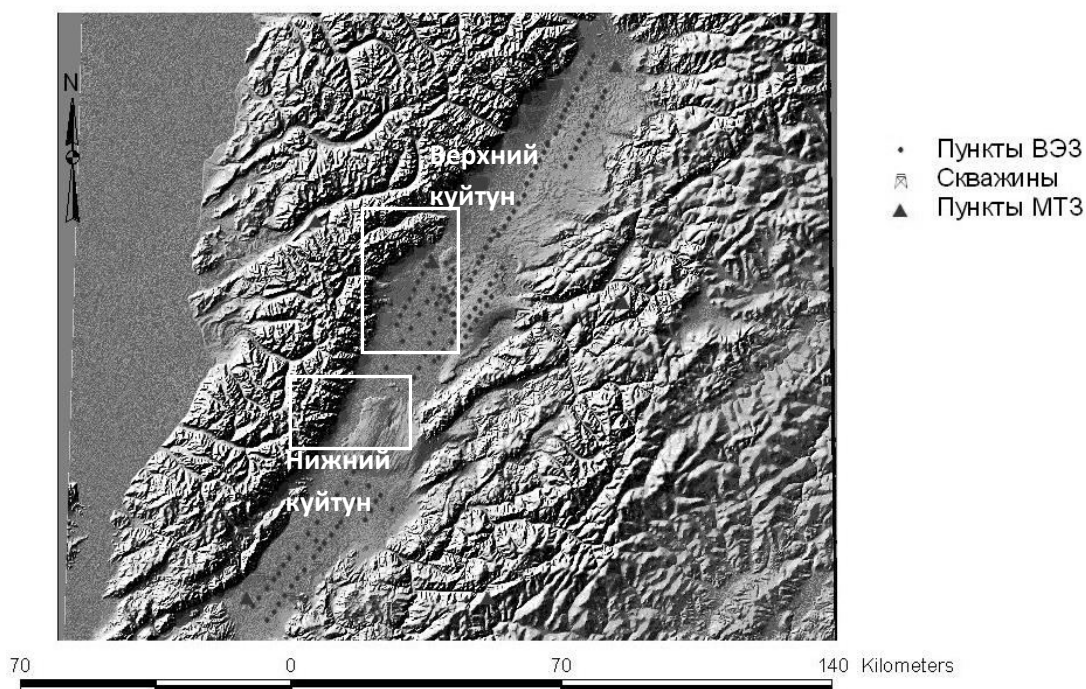


Рис. 1. Теневая модель рельефа Баргузинской впадины

С целью уточнения внутреннего строения Верхнего куйтуна выполнено трехмерное моделирование. Была использована программа EMF_DC3Dmod. Эта программа разработана совместно лабораторией электромагнитных полей ИГФ и ИВМиМГ СО РАН применительно к данным метода сопротивлений и позволяет решать прямую задачу ВЭЗ с установкой Шлюмберже [3]. В программе реализован конечно-разностный метод решения для аномальных полей с применением консервативной схемы для случая разрывных коэффициентов [4]. В расчетах использовался параллельный вариант программы, позволяющий одновременно на 10 процессорах рассчитать пять разносов установки Шлюмберже. Стартовая модель этой структуры была ранее построена с использованием программного комплекса одномерной интерпретации и затем верифицировалась с помощью различных двумерных программ моделирования и инверсии. Все расчеты по трехмерной программе проведены на многопроцессорных ЭВМ ССКЦ СО РАН МВС-128 и Itanium-2.

В табл. 1(а) представлены модели для пункта ВЭЗ 141, (б) – результаты трехмерного моделирования для представленных моделей и их комбинаций. Модели 1 и 2 по геоэлектрическим параметрам отличаются принципиально. Модели 3, 4 представляют собой комбинации наиболее оптимальных параметров моделей 1, 2, и для них эти параметры меняются незначительно. Наименьшая средняя невязка при расчетах получена для модели 2, которая и признана оптимальной.

Таблица 1(а)

Модель 1 (ВЭЗ 141)		Модель 2 (ВЭЗ 141)	
УЭС, Ом·м	Мощность, м	УЭС, Ом·м	Мощность, м
900	2.1	1260	7.4
1895	38.5	2719	20.5
263	76	416	118
2280	133	1835	723
24	1156	35	723
20000		4000	

(б)

ВЭЗ 141	Полевые данные	Модель 1 3D		Модель 2 3D		Модель 3 3D		Модель 4 3D	
АВ/2	ρ_k	ρ_k	невязка, %	ρ_k	невязка, %	ρ_k	невязка, %	ρ_k	невязка, %
25	1550	1478,01	4,87					1478	4,87
25	1819			1863,82	2,40	1789,32	1,66		
40	1618	1509,75	7,17	1811,13	10,66	1882,86	14,07	1509,75	7,17
65	1345	1351,26	0,46	1414,61	4,92	1672,35	19,57	1351,26	0,46
100	894	1002,78	10,85	902,38	0,93	1201,25	25,58	1002,74	10,84
150	617	700,82	11,96	623,33	1,02	818,93	24,66	700,82	11,96
220	630	615,56	2,35	610,5	3,19	690,87	8,81	708,49	11,08
340	806	746,13	8,02	719,85	11,97	775,56	3,92	685,44	17,59
500	1030	914,48	12,63	881,62	16,83	935,62	10,09	813,85	26,56
750	1087	1061,13	2,44	1045,76	3,94	1093,35	0,58	1026,25	5,92
1000	1060	1059,41	0,06	1086,02	2,40	1109,44	4,46	1084,43	2,25
1500	989	909,25	8,77	958,55	3,18	956,03	3,45	977,53	1,17
2500	538	488,45	10,14	498,67	7,89	492,01	9,35	581,73	7,52
3500	309	277,64	11,30	309,56	0,18	295,02	4,74	301,38	2,53
5000	199	204,45	2,67	209,29	4,92	210,89	5,64	229,18	13,17
6500	230	248,2	7,33	243,51	5,55	245,34	6,25	262,21	12,28
	Ср.невязка, %		6,73		5,33		9,52		9,03

На рис. 2 представлена объемная модель Верхнего куйтуна, построенная в результате трехмерного моделирования. Выполненное трехмерное моделирование позволяют сделать вывод о том, что Верхний куйтун, выраженный в рельефе как локальное поднятие, в фундаменте проявляется как погружение.

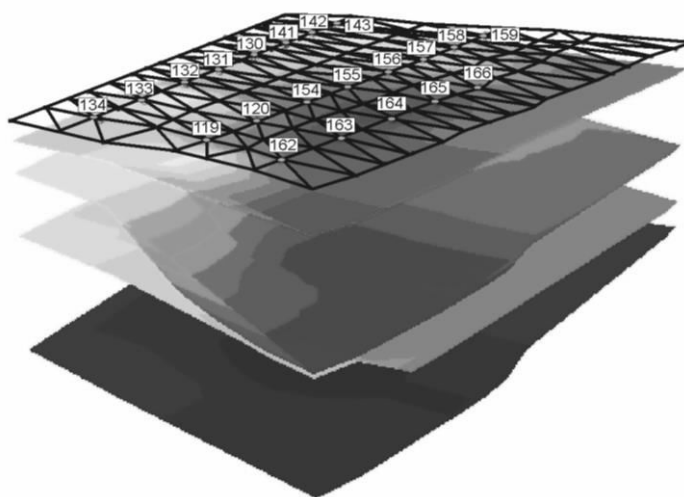


Рис. 2. Трехмерная модель Верхнего куйтуна Баргузинской впадины

Таким образом, разработанная программа трехмерного моделирования EMF_DC3Dmod позволяет значительно уточнить строение различных сложных геологических объектов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Замараев С.М. Краевые структуры южной части Сибирской платформы / С.М. Замараев. – М.: Наука, 1967. – 248 с.
2. Флоренсов Н.А. Байкальская рифтовая зона и некоторые задачи ее изучения // Байкальский рифт: сб.ст. / Н.А. Флоренсов. – М.: Наука, 1968. – С. 40-56.
3. Неведрова Н.Н. Трехмерное моделирование при построении геоэлектрической модели Тункинской впадины Байкальской рифтовой зоны / Н.Н. Неведрова, И.В. Суродина, А.М.Санчаа // ГЕО-Сибирь-2006: сб. науч. ст. – Новосибирск, 2006. – С.19-25.
4. Самарский А.А. Введение в теорию разностных схем / А.А. Самарский. – М.: Наука, 1971.

© А.М. Санчаа, Н.Н. Неведрова, И.В. Суродина, 2007

УДК 550.834

В.С. Селезнев¹, В.М. Соловьев¹, А.П. Сысоев², С.М. Бабушкин¹, А.А. Брыксин¹

1-Геофизическая служба СО РАН, 2-ОАО «Сибнефтегеофизика», Новосибирск

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ ПРИ ПОИСКАХ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Интенсификация процессов нефтегазодобычи в мире привела к резкому возрастанию объемов геолого-геофизических работ и соответственно дала импульс развитию новых технологий разведки, добычи и эксплуатации месторождений нефти и газа. В Геофизической службе Сибирского отделения РАН созданы и успешно используются при опытно-промышленных и производственных работах новые технологии, используемые при разведке

нефтегазовых месторождений, оценке технического состояния нефтепромыслового оборудования, повышении экологической безопасности на территориях с интенсивным освоением нефтегазовых месторождений.

Ниже представлены материалы по применению детальной высокоразрешающей сейсморазведке (2D и 3D) при нефтегазопроисловых работах в зонах шельфа, речной и озерной сети в условиях сверхмалых (от 0.5–1 м) глубин и сейсмологическому мониторингу нефтяных и газовых месторождений в процессе их эксплуатации.

Речные сейсморазведочные исследования МОГТ-2Д

Несмотря на огромные объемы выполненных геофизических исследований в пределах нефтегазоносных провинций России, нефтегазовые ресурсы Западной Сибири и в особенности Востока России распределены и изучены крайне неравномерно. Значительная часть территорий практически не изучена бурением, существуют также «белые пятна» в десятки тысяч квадратных километров, не охваченные сейсмическими исследованиями. В Восточной и Западной Сибири – это площади, примыкающие к рекам Обь, Енисей, Лена и их притокам, в пределах которых имеются экологические ограничения и технические трудности, не позволяющие выполнить сейсморазведку в обычных модификациях. Одним из способов разрешения этой ситуации (необходимости получения сведений о перспективных в нефтегазоносном отношении горизонтах и не возможности постановки по экологическим ограничениям традиционных сейсмических работ МОГТ) является постановка «экологически чистых» сейсмических работ на акваториях рек с пневматическими источниками возбуждения.

Геофизической службой СО РАН по заказу МПР России в течение последних лет отработан ряд сейсморазведочных профилей на акваториях рек Обь, Вах, Енисей, Лена и др. общей протяженностью более 1 000 пог. км.

Специфика речных сейсмических исследований (малая глубина, узкий, извилистый фарватер, захламенность дна большинства сибирских рек топляком, сильное течение, интенсивное судоходство в период навигации) накладывает ограничения на ряд стандартных морских сейсмических технологий и требует доработки оборудования, малотоннажных судов (БМ, БТ и др.) и используемых аппаратно-программных комплексов.

Основная особенность методики речных сейсмических работ состоит в использовании комбинированной технологии (рис. 1). Основу ее составляет двухсудовая технология обработки: одно судно – источник возбуждения, другое судно – размотчик сейсмической донной косы. На участках с сильными шумами, где с донной косой результат получить невозможно (такие длительные протяженные участки, как правило, вблизи порогов с быстрым течением реки, а также участки со сложным рельефом дна, наличием больших завалов, топляков, сильным изменением и уменьшением глубины реки), по берегу расставляются малоканальные станции «Байкал-АС», «Reftek» (рис. 1). Опыт работ на реках в Восточной Сибири показывает, что наличие прижимов, подводных выступов в районе береговой линии не позволяет применять протяженные длинные наземные косы, поэтому эффективными оказались именно трехканальные

мобильные цифровые станции «Байкал-АС» (разработка ГС СО РАН) и американские станции «Reftek». Эффективна данная аппаратура и при обработке транзитных (суша-вода) зон.

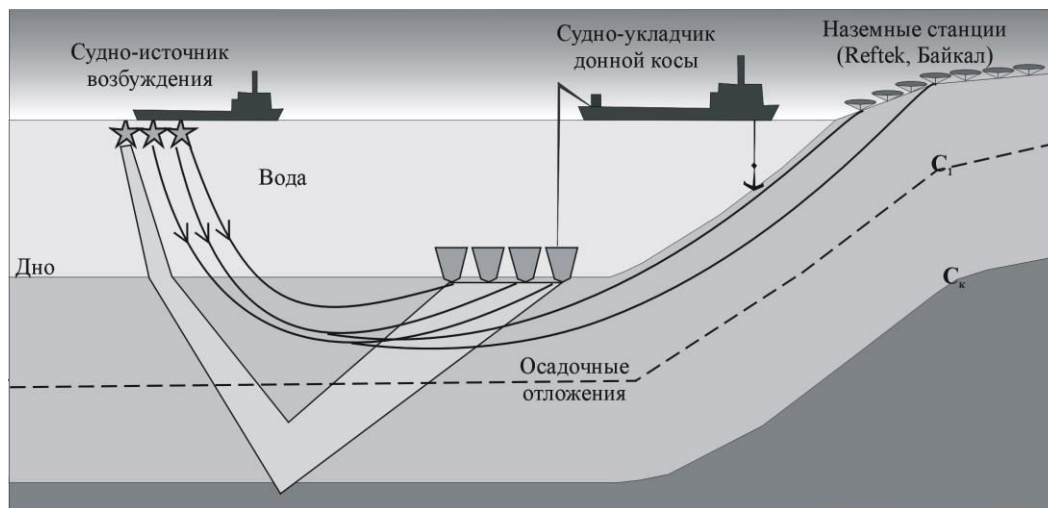


Рис. 1. Схема комбинированной технологии обработки сейсмического профиля в транзитных зонах

В качестве источников возбуждения в последние годы хорошо зарекомендовали группы пневмоисточников «Пульс-6А» и «Пульс-6С» с суммарным объемом от 6 до 20 литров и рабочими частотами излучения источников в диапазоне 30–70 Гц. При обработке участков с малой водой, используются группы пневмоисточников «Малыш» с объемом от 0.2 литра до 0.5 литра. Расстояние между отстрелами изменяется с учетом группы пневматики, используемой мощности компрессоров, скорости течения и судна и составляет, как правило, 25–50 м. Регистрация осуществляется сейсмостанциями «Интротмарин-Л» на донные сейсмические косы СК-48-25Д длиной от километра и более и наземные станции. Непосредственно перед укладкой сейсмокос, с целью оценки места укладки по глубинам и захламленности топляками, производится эхолотный промер и сонарная съемка рек. Раскладка сейсмокос и привязка пунктов возбуждения осуществляется с использованием спутникового приемоиндикатора «Invicta-210S» и «Garmin 48», обеспечивающих точность местоопределения в 1–3 м.

В результате сейсморазведочных исследований на акваториях рек с глубиной до 1 м получены временные разрезы высокого качества [1, 2], сравнимые с данными наземной сейсморазведки 3Д на сопредельных территориях. На ряде полученных кондиционных временных разрезов уверенно выделяются и прослеживаются отраженные волны не только от целевых опорных границ в осадочных толщах в интервале времен 0,7–4,0 с, но и от более глубоких горизонтов (поверхности Мохоровичича).

Использование специализированных способов интерпретации к материалам речных сейсморазведочных работ позволяет без существенных изменений методики обработки получать временные разрезы не только на

отраженных, но и преломленных волнах для одних и тех же участков [1, 2], что является перспективным направлением современных сейсмических исследований в нефтегазоносных регионах.

Сейсмологический мониторинг нефтяных и газовых месторождений

Анализ экологической ситуации по различным нефтегазоносным провинциям мира [3, 4] показал, что в случае большой техногенной нагрузки с течением времени даже в «несейсмичных» в прошлом регионах возникают сейсмические события природного и техногенного характера, частота и степень мощности которых напрямую связаны со временем и интенсивностью разработки месторождений полезных ископаемых и, прежде всего, нефтегазодобычи. В большинстве случаев микроземлетрясения, возникающие в пластах из-за перераспределения больших объемов добываемой нефти и газа и закачиваемых объемов воды, концентрируются по мезо-кайнозойским разломам, приурочиваются к пересечению динамически напряженных зон и являются причиной множества аварий на нефтегазовых промыслах.

Учитывая безусловную важность регистрации сейсмических событий, обусловленных процессами разрывообразования в осадочном чехле в связи с процессами нефтедобычи, предлагается создание технологии, обеспечивающей контроль сейсмической обстановки на территориях нефтегазодобывающих провинций. Отдельные работы в данном направлении (регистрация сейсмичности при работах по гидроразрыву пластов с целью увеличения нефтедобычи, изучение техногенных землетрясений и др) проводятся как в России, так и за рубежом. Ниже предлагаемая к разработке технология сейсмологического мониторинга включает комплекс организационно-технических мероприятий, направленный на непрерывный мониторинг сейсмического режима территорий. Его основу составляет организация детальной сети поверхностных и скважинных сейсмических наблюдений в пределах разрабатываемых месторождений, обеспечивающей регистрацию всех землетрясений малых энергий (микроземлетрясений). Анализ корреляционных зависимостей между данными параметрами сейсмичности и параметрами техногенной нагрузки (извлекаемых объемов нефти и газа, закачиваемой в разрабатываемые горизонты воды) позволяет, как прогнозировать увеличение или уменьшение сейсмической активизации, так и управлять данными процессами. При этом можно будет обеспечить такой уровень сейсмичности, при котором будет минимальная аварийность на разрабатываемых месторождениях.

Управление процессами изменения напряженного состояния среды так, чтобы не увеличивалась сейсмичность и связанная с ней аварийность на нефтяных и газовых месторождениях – основная цель проводимого сейсмологического мониторинга. Кроме пассивного сейсмического мониторинга целесообразно в пределах разрабатываемых месторождений проводить активный вибросейсмический мониторинг с мощными передвижными вибраторами (Рис. 2а). Методика и технология данных исследований широко отработана ГС СО РАН в сейсмоактивных регионах Алтае-Саянской складчатой области и Байкальской рифтовой зоны [5]. На рис.

2б приведен график, иллюстрирующий количество импульсов (микроземлетрясений), регистрируемых датчиком (помещенным в не глубокой скважине) от поверхностного мощного 100-тонного вибрационного источника. Как видно из рисунка, количество импульсов, регистрируемых в среде, резко возрастает более чем на порядок от среднего уровня при включенном виброисточнике, а после выключения последнего уменьшается ниже первоначального уровня. Таким образом, использование мощных вибраторов в пределах разрабатываемых месторождений может, как увеличивать процессы разрывообразования, так и снижать уровень сейсмичности.

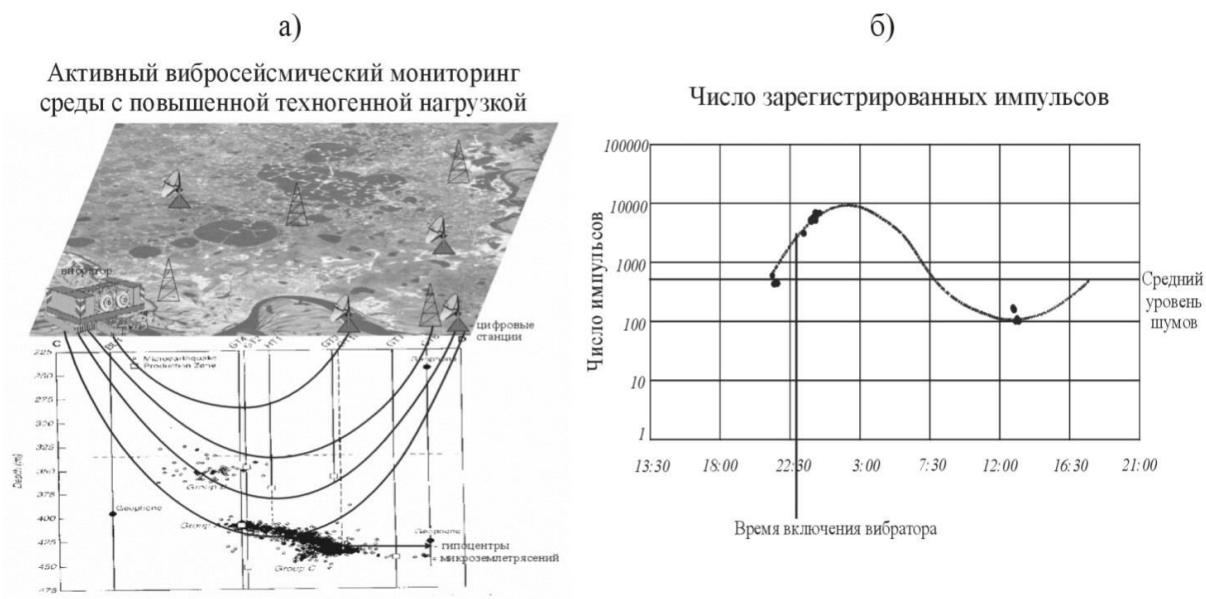


Рис. 2. К активному вибросейсмическому мониторингу нефтегазовых месторождений

Создание локальных детальных сейсмологических сетей в пределах нефтегазовых месторождений позволит также:

- По данным регистрации микроземлетрясений проводить исследование процессов новейшего разрывообразования в осадочном чехле участков разработки нефтегазовых месторождений. Исследование древних и современных плоскостей разрывов в осадочном чехле нефтегазоносных участков важно в связи с нефтегеологическими задачами по выявлению зон миграции углеводородов по плоскостям разрывов;
- Осуществлять контроль за процессами при проведении работ по гидроразрыву пластов и закачки воды в скважины;
- Осуществлять контроль за работой различных механизмов, в том числе и помещенных в скважины;
- Осуществлять изучение сейсмической обстановки в промышленных и гражданских центрах территории и др.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сейсмические исследования на акваториях: проблемы, результаты, перспективы / В.С.Селезнев и др. // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа: материалы седьмой научно-практич. конф. Том 1. – Ханты-Мансийск:Издат. дом «ИздатНаукаСервис», 2004. –С.204-212.
2. Детальные сейсмические исследования на акваториях и в транзитных (вода-суше) зонах / В.С.Селезнев и др. // Пути повышения эффективности геолого-разведочных работ на нефть и газ в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия). Материалы всерос.конф., СНИИГГиМС. – Новосибирск, 2006. –С.212-215.
3. Барабанов В.Л. Техногенные геофизические явления на месторождениях подземных вод, нефти, газа и твердых полезных ископаемых / В.Л.Барабанов // Наведенная сейсмичность. – М.: Наука, 1994. – С. 157-165.
4. СелезневВ.С.Обеспечение сейсmobезопасности территории Среднего Приобья / В.С.Селезнев, А.Ф.Еманов, В.М.Соловьев // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа. (Четвертая научно-практ.конф.). – Ханты-Мансийск, 2001. – С. 509-516.
5. Активная сейсмология с мощными вибрационными источниками / А.С.Алексеев и др. – Новосибирск: Изд-во СО РАН «Гео», 2004. – 350с.

© В.С. Селезнев, В.М. Соловьев, А.П. Сысоев, С.М. Бабушкин, А.А. Брыксин, 2007

ЧУНЬСКИЙ ОСАДОЧНЫЙ БАССЕЙН КАК НОВЫЙ КРУПНЫЙ ОБЪЕКТ ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ЗАПАДЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

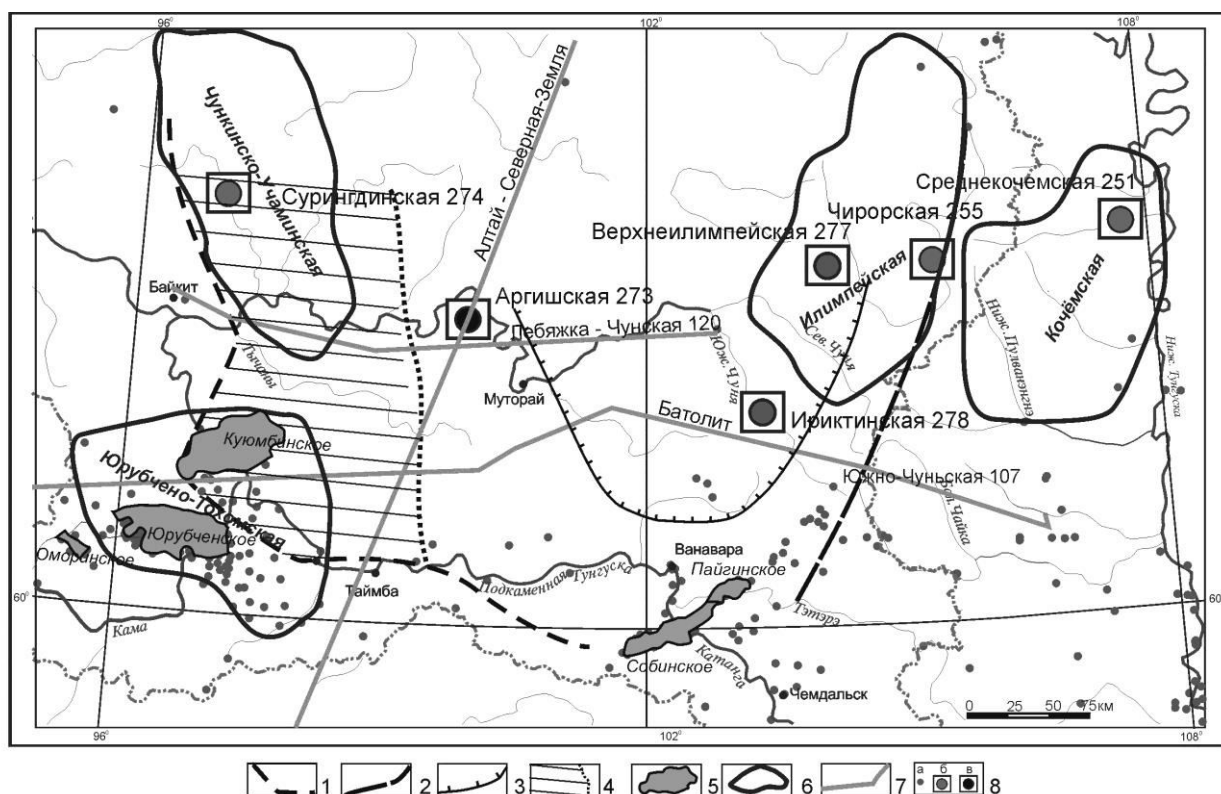
Выявленный сейсморазведкой в 2003–2005 гг. крупнейший Чуньский рифей-вендский осадочный бассейн находится на юго-западе Сибирской платформы. Его наиболее прогнутая часть охватывает территорию бассейна реки Чуня и открывается на север в направлении бассейнов рек Илимпея и Таймура. Чуньский осадочный бассейн с запада на восток пересечен субширотным профилем «Батолит», кроме этого его западный борт, имеющий клавишное строение рифейского комплекса отложений, и центральная часть прослежены более северным региональным профилем «скв. Лебяжинская 2 – скв. Чуньская 120».

Осадочный бассейн продолжается, ограничиваясь с юга Деланинским мегавалом, а его северное замыкание на сегодняшний день не установлено.

Известная площадь Чуньского рифей-вендского бассейна – 40 тыс. км², предполагаемая – свыше 150 тыс. км². В пределах юго-западного борта бассейна находится крупнейшее Куюмбинское газоконденсато-нефтяное месторождение в рифейском комплексе, на юго-восточном борту располагается крупное Собинское и Пайгинское нефтегазоконденсатные месторождения в вендском НГК. По региональному сейсмическому маршруту «Батолит» мощность рифейских отложений превышает 6 км.

Профили «Батолит» и «скв. Лебяжинская 2 – скв. Чуньская 120» позволили определить общие черты строения западного, восточного бортов и центральной, наиболее прогнутой части Чуньского бассейна (рис. 1). Рифейские осадочные толщи испытывают моноклиальный подъем в западном и восточном направлениях, здесь они с угловым несогласием перекрыты свитами венда. В наиболее прогнутой части отмечается перекрытие отложений рифея вендом без резких несогласий. Такое соотношение рифейского и вендского комплексов однозначно определяет направление миграционных потоков углеводородов из центральных частей бассейна на запад, юго-запад и восток по разуплотненным зонам вдоль поверхности несогласия между рифеем и вендом.

Восточный борт Чуньского рифей-вендского осадочного бассейна проведен по линии выклинивания рифейских отложений на границе Катангской седловины и Непско – Ботуобинской антеклизы [Мельников, 1994]. Достаточно уверено о положении этой границы можно говорить в районе скв. Хошонская 256 и Ереминских 2 и 101, в которых отложения терригенного венда (около 15 м в скв. Хошонская и 40–50 м в скв. Ереминских 2 и 101) залегают на кристаллическом фундаменте.



1 - западный борт бассейна; 2 - восточный борт бассейна; 3 - зона максимального прогибания дна бассейна; 4 - зона блокового ("клавишного") строения; 5 - месторождения; 6 - зоны нефтегазоаккумуляции; 7 - региональные сейсмические маршруты; 8 - скважины: глубокие (а), параметрические проектные (б), параметрическая, находящаяся в бурении (в)

Рис. 1. Чуньский рифей-вендский осадочный бассейн

Положение границы выклинивания отложений рифейского возраста отчетливо видно на профиле «Батолит» (см. рис. 1), далее на юг, эта граница установлена на Ереминской площади, к востоку от Собинского и Пайгинского месторождений, а на север – на Хошонской площади.

Западный борт Чуньского рифей-вендского осадочного бассейна проведен по линии выклинивания рифейских отложений на границе Бахтинского межавыступа и юго-западного борта Курейской синеклизы. Положение линии выклинивания протрассировано в северо-западном направлении по восточной границе блока кристаллического фундамента, вскрытого скважинами на северном склоне Байкитской антеклизы и на Бахтинском межавыступе, протягивающейся от Куюмбинского месторождения (скв. Куюмбинская 4) через Байкитскую, Верхне-Амнуннаканскую, Намурскую площади (скв. Байкитская 1, Верхне-Амнуннаканская 187, Намурская 1). Появление к востоку от этой линии рифейских отложений доказано на Куюмбинском месторождении, а также последними результатами сейсморазведочных работ на Абракупчинской, Аргишской, Чункинской площадях и региональном профиле «скв. Лебяжинская 2 – скв. Чунская 120». Наблюдаемые на временных разрезах на рифейском уровне резкие отражения, разделенные толщами сейсмически более «прозрачных» пород, соответствуют выделенным в пределах Куюмбинского месторождения границам R_4 (кровля вздрэшевской толщи), R_3 (копчерская

толща), R_2 (токурская толща). Хорошо видно в целом блоковое строение рифейского комплекса, как и на Куюмбинском месторождении.

В современном плане в юго-западной части Сибирской платформы существуют два рифейских бассейна – Чуньский и Иркиннеево-Чадобецкий, разделенные Деланинским мегавалом. Последний, вероятнее всего, сформировался во время предбайкальского перерыва. В рифейское же время весь юго-запад Сибирской платформы занимал единый осадочный бассейн.

Принципиально важным моментом является обнаружение в верхних частях вскрытого рифейского комплекса как в ЮТЗ, так и на Собинском месторождении высокоуглеродистых пород, которые могут рассматриваться в качестве нефтематеринских [Филипцов и др., 2001].

На ЮТЗ – это углеродистые аргиллиты ирэмэкенской толщи, имеющие при мощности 10 м среднюю обогатенность Сорг 8,27 %. Преобразованность органического вещества (ОВ) аргиллитов в наиболее приподнятых зонах на Камовском своде (в скв. Юрубченская 104) не превышает стадии $МК_1^2(Г)$ – $МК_2(Ж)$ катагенеза. Пиролиз образцов этого ОВ показал очень значительный остаточный (даже в настоящее время еще далеко не конца реализованный) нефтегенерационный его потенциал: водородный индекс достигает 500–560 мг/гСорг.

На Собинском месторождении – это аянская толща мощностью 140 м, сложенная черными углеродистыми аргиллитами с прослоями мергелей и доломитов со средним на толщу содержанием Сорг 1,45 %. Аянская толща вскрыта и в более северных и погруженных районах (на Верхне-Чамбинской и Копоктинской площадях), где катагенетическая преобразованность ОВ в ней достигает $МК_2(Ж)$ – $МК_3^1(К)$ стадий. В то же время на Собинском валу, в пределах наиболее приподнятой части, преобразованность ОВ не превышает $МК_1^2(Г)$ стадии катагенеза.

Приведенные данные показывают, что, по крайней мере, самые молодые рифейские толщи, сохранившиеся от предвендского размыва в пределах Чуньского бассейна сохранили и свой нефтематеринский потенциал, который был реализован уже в фанерозое. Генерация нефти и газа рифейскими нефтематеринскими отложениями и последующая миграция углеводородов субвертикально по зонам разломов в рифее, а затем субгоризонтально по разуплотненным зонам вдоль поверхности несогласия между рифеем и вендом способствовали формированию нескольких зон нефтегазонакопления, описанных ниже.

Если считать, что в рифее на этой территории существовал единый седиментационный бассейн, то уместно рассматривать рифей Юрубчено-Тохомской зоны (включая и Куюмбинское месторождение) западной частью бассейна, которая во время предвендского перерыва подверглась существенной тектонической перестройке, в отличие от восточной части, где в большей мере наблюдается отсутствие резких несогласий между рифеем и вендом в поведении отражающих границ. Это обусловлено существенными отличиями в строении и, видимо, возрасте фундамента восточной и западной частей бассейна.

О строении рифейского разреза восточной части Чуньского бассейна можно судить, по данным глубокого бурения на Катангской седловине [Мельников и др., 2005].

В рифейском НГК перспективные объекты располагаются в зонах выходов вторично измененных карбонатных толщ под отложения венда вдоль линий выклинивания рифея на границах с Непско-Ботуобинской антеклизой и с Бахтинским мегавыступом (по аналогии с Юрубчено-Тохомской зоной). На западе Чуньского рифей-вендского осадочного бассейна в рифее открыты Юрубчено-Тохомское и Куymbинское месторождения. На востоке бассейна из рифейских резервуаров трещино-кавернового типа получены притоки пластовых вод с дебитом 8–130 м³/сут [Битнер, и др., 1990]. В терригенных толщах рифея на востоке бассейна предполагается распространение поровых коллекторов в песчаниках до глубин 4000 м. Это подтверждается отсутствием интенсивного вторичного преобразования песчаников рифея по данным бурения на Собинском и Пайгинском месторождениях.

Вендский НГК составляют ванаварская свита (региональный резервуар), оскобинская и катангская свиты (региональный флюидоупор). Здесь основными нефтегазоносными горизонтами выступают песчаные пласты ванаварской свиты. Пласты песчаников начинают появляться при увеличении мощности ванаварской свиты более 30 м. Для восточного борта бассейна это установлено глубокими скважинами Чуньской 120 (более 60 м), Южно-Чуньской 107 (29 м), Чамбинской 114 (более 40 м). В этих условиях крышкой для коллекторов в ванаварской свите служит мощная пачка сульфатов нижнеоскобинской подсвиты. Там же, где мощности ванаварской свиты уменьшаются до 20 м и менее, преобладающими породами в ней становятся аргиллиты, которые могут сами служить зональной крышкой для вторичных коллекторов расположенных в головах карбонатных толщ рифея.

Верхневендско-нижнекембрийский НГК составлен карбонатами собинской, тэтэрской свит и осинского горизонта. Соленосно-карбонатная верхнеусольская подсвита является региональной крышкой. Пористость и проницаемость карбонатов низкие. Кембрийский НГК в составе бельской и булайской свит мало перспективен.

Максимальная вероятность обнаружения залежей УВ связывается на востоке Чуньского бассейна с зоной несогласного залегания рифейских и вендских отложений по границе с Непско-Ботуобинской антеклизой, а на западе – с зоной клавишного строения рифейского комплекса, примыкающей к Байкитской антеклизе и Бахтинскому мегавыступу. Меньшие перспективы нефтегазоносности рифейского и вендского НГК, по видимому, связаны с положительными структурами в центральной части бассейна.

По оценке нефтяных подразделений СНИИГГиМС начальные геологические ресурсы Чуньского бассейна составляют: для рифейского НГК 6219 млн. т УУВ, для вендского терригенного НГК – 3818 млн. т УУВ, для верхневендско-нижнекембрийского карбонатного НГК – более 1 000 млн. т УУВ.

В настоящее время по имеющимся данным нами прогнозируются две зоны нефтегазонакопления (ЗНГН) приуроченные к восточному борту Чуньского рифей-вендского осадочного бассейна (см. рис. 1) (Илимпейская и Кочемская) и одна на западном борту бассейна (Чункинско-Учаминская), в непосредственной близости от которой уже открыта крупнейшая Юрубчено-Тохомская ЗНГН.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Нефтегазоносность древних продуктивных толщ запада Сибирской платформы / А.К. Битнер и др. – Красноярск, ПГО «Енисейнефтегазгеология», КФ СНИИГГиМС, 1990. – 114 с.
2. Мельников Н.В. Стратиграфические несогласия в разрезе венда Катангской седловины / Н.В. Мельников // Геология и геофизика. – № 4. – 1994. – С. 27-35.
3. Мельников Н.В. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления / Н.В. Мельников и др. – Новосибирск Академическое издательство «Гео», 2005. – 428 с.
4. Филиппов Ю.А. Нефтегазоматеринские породы, история нефтегазообразования и прогноз нефтегазоперспективности в отложениях рифея и венда западной части Сибирской платформы / Ю.А. Филиппов и др. // Докл. третьей региональной конференции «Актуальные вопросы природопользования и пути эффективного освоения минеральных ресурсов Эвенкии». – Тура-Красноярск, 2001. – С. 199-205.

© Н.В. Мельников, Ю.А. Филиппов, В.И. Вальчак, Е.В. Смирнов, Л.В. Боровикова, 2007

УДК 553.981/982(571.5)

Г.Г. Шемин

ИНГГ СО РАН. Новосибирск

ОПЫТ ВЫДЕЛЕНИЯ ЕРЁМИНСКО-ЧОНСКОЙ ГИГАНТСКОЙ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ В ВЕНДСКОМ КАРБОНАТНОМ КОМПЛЕКСЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Развитие нефтегазового комплекса Сибирской платформы является одним из важнейших элементов «Энергетической стратегии России на период до 2020 г.». На ее территории открыт и разведан ряд уникальных и крупных по запасам месторождений нефти и газа, имеется громадный ресурсный потенциал углеводородного сырья, что позволяет рассматривать этот регион как перспективный центр нефтегазодобычи на востоке России.

Одним из основных объектов, с которым связаны высокие перспективы нефтегазоносности платформы, является подсолевой вендско-нижнекембрийский карбонатный комплекс, который повсеместно распространен в изученных сейсморазведкой и бурением южных и центральных ее районах. В этом комплексе выделяются три продуктивных карбонатных горизонта: преображенский, усть-кутский (юряхский) и осинский, которые характеризуются сложным строением и развитием преимущественно неантиклинальных ловушек нефти и газа. Выделение и подготовка в них объектов поисково-оценочных работ традиционными методическими приемами с широким использованием сейсморазведочных работ являются мало эффективными.

В последние десятилетия автором проведены многоплановые исследования по изучению строения, условий образования и оценки перспектив нефтегазоносности подсолевого вендско-нижнекембрийского комплекса южных и центральных районов Сибирской платформы. Накоплен опыт по выделению первоочередных объектов нефтепоисковых работ по комплексу результатов геологических и промыслово-геофизических исследований. Методические аспекты отмеченных исследований и пример их реализации при выделении Ерёминско-Чонской гигантской нефтяной залежи¹ в преображенском горизонте центральной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области приведены ниже.

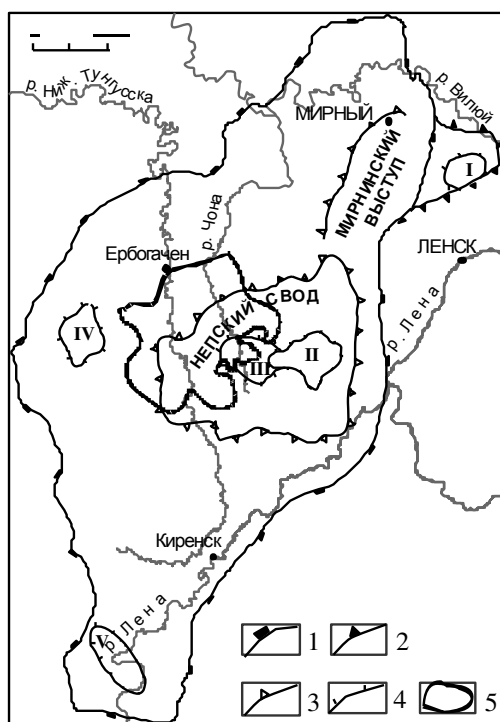
При выделении первоочередных объектов нефтепоисковых работ в вендско-нижнекембрийском карбонатном комплексе исследуемого региона рекомендуется выполнение следующих видов исследований.

1. Проведение детальной корреляции вендско-нижнекембрийских отложений на уровне пачек циклического строения. Методика и результаты этих исследований изложены в работе [3].

2. Построение тектонических, структурных и палеоструктурных карт традиционными методами исследования. При этом необходимо отметить, что при выполнении палеотектонических реконструкций применительно к рассматриваемому региону необходимо учитывать следующие факторы, ограничивающие применения метода мощностей: наличие перерывов; зон некомпенсированного прогибания; дислоцированность разрезов, связанной с проявлением разрывной и соляной тектоники, траппового магматизма и вымыванием солей инфильтрационными водами. Методика учета этих факторов приведена в работе [4].

На рис. 1 и 2 приведены современный и палеоструктурный планы Непско-Ботуобинской антеклизы и расположенной в ее пределах Ерёминско-Чонской гигантской нефтяной залежи. Они существенно разнятся. На первом из них территория отмеченной залежи в тектоническом отношении является составной частью северо-западного склона антеклизы, а на втором, на котором приведена палеоструктурная карта времени прохождения главной фазы нефтеобразования, – ее сводовой части.

¹ Обоснования выделения Ерёминско-Чонской гигантской нефтяной залежи приведено в работах [1, 2].

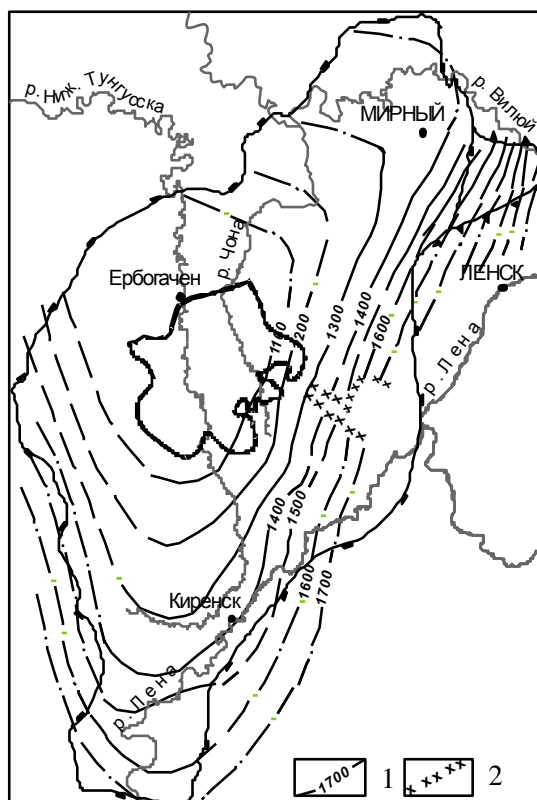


1–5 – границы: 1 – Непско-Ботуобинской антеклизы; 2 – Вилючанской седловины; 3 – положительных структур первого порядка; 4 – положительных структур второго порядка; 5 – Ереминско-Чонской гигантской нефтяной залежи

Положительные сруктуры второго порядка:

I– Верхневилучанское к.п., II– Пеледуйское к.п., III– Верхнечонское с.м., IV– Алтыбское к.п., V– Усть-Кутский вал

Рис. 1. Фрагмент тектонической карты нефтегазоносных провинций Сибирской платформы (ред. В.С. Старосельцев, 1995 г.)



1 – изопакиты (м), 2 – контуры грабенообразной структуры.

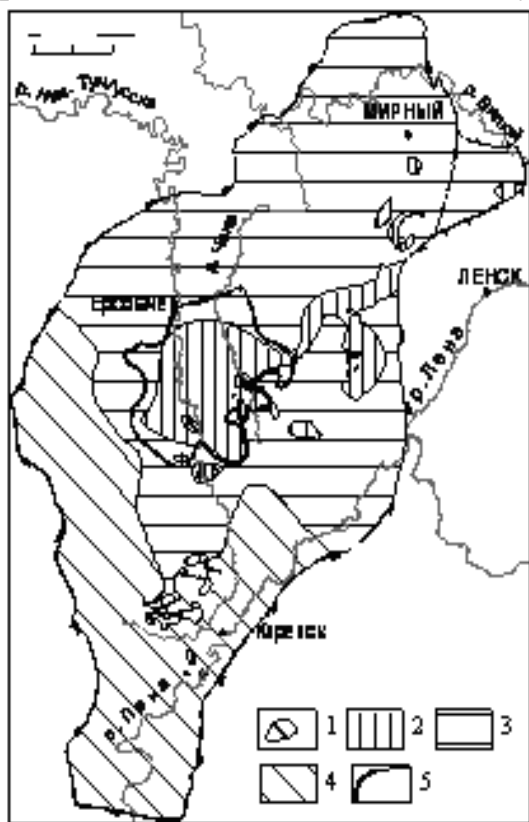
Остальные условные обозначения см. на рис. 1

Рис. 2. Палеоструктурная карта подошвы венд-нижнекембрийского терригенного комплекса на конец формирования отложений

3. Разработка седиментационных моделей карбонатных горизонтов на базе детальных литологических исследований и использования материалов ГИС. Эти исследования направлены на выделение литотипов слагающих карбонатные горизонты, анализ их каротажной характеристики и выявления генезиса.

Седиментационная модель преображенного горизонта Непско-Ботуобинской антиклизы и Ерёминско-Чонская гигантская нефтяная залежь, приведена на рис. 3. Согласно этой разработки, преображенный горизонт в её пределах представляет собой органогенный микрофитолитовый массив, образованный в условиях внутришельфовой отмели.

4. Анализ интенсивности проявления постседиментационных процессов, влияющих как положительно (перекристаллизация, выщелачивание, доломитизация), так и отрицательно (сульфитизация, засоление и окремнение) на качество фильтрационно-ёмкостные свойства пород. Результаты этих исследований применительно к вендско-нижнекембрийскому карбонатному комплексу Сибирской платформы изложены в работах А.С. Черновой, М.М. Потловой и Н.Е. Гущиной [5, 6].



Фациальные зоны: 1 – банки (биогенные зоны), 2 – внутришельфовые отмели (преимущественно биогенные зоны), 3 – мелководный шельф (хемогенно-биогенные зоны), 4 – приливно-отливные равнины (преимущественно хемогенные зоны), 5 – граница Ерёминско-Чонской нефтяной залежи. Остальные условные обозначения см. на рис. 1

Рис. 3. Седиментационная модель преображенного горизонта Непско-Ботуобинской антеклизы

В карбонатных породах преображенного горизонта Ерёминско-Чонской залежи интенсивно проявились процессы выщелачивания и перекристаллизации, сформировавшие мелкопоровый тип коллектора. Вторичные процессы, отрицательно влияющие на фильтрационно-ёмкостные

свойства коллекторов (засолонение, сульфатизация) проявились в нем незначительно.

5. Разработка ёмкостных моделей карбонатных горизонтов. Они базируются на седиментационных моделях, характере проявления вторичных процессов, материалах ГИС, аналитических данных и результатах испытания скважин. В качестве показателей оценки качества коллекторов рекомендуется использовать их эффективные толщины, открытую пористость, проницаемость и степень неоднородности строения.

В пределах Ерёминско-Чонской залежи нефтенасыщенные коллекторы преобразенского горизонта толщиной от 5 до 20 м распространены почти повсеместно. Фильтрационно-ёмкостные свойства их изменяются в следующих пределах: пористость – от 7 до 18%, проницаемость – от 0,25 до 97 мД. Наиболее высокие показатели качества коллекторов прогнозируются в центральной, северной и юго-западной частях залежи (рис. 4).

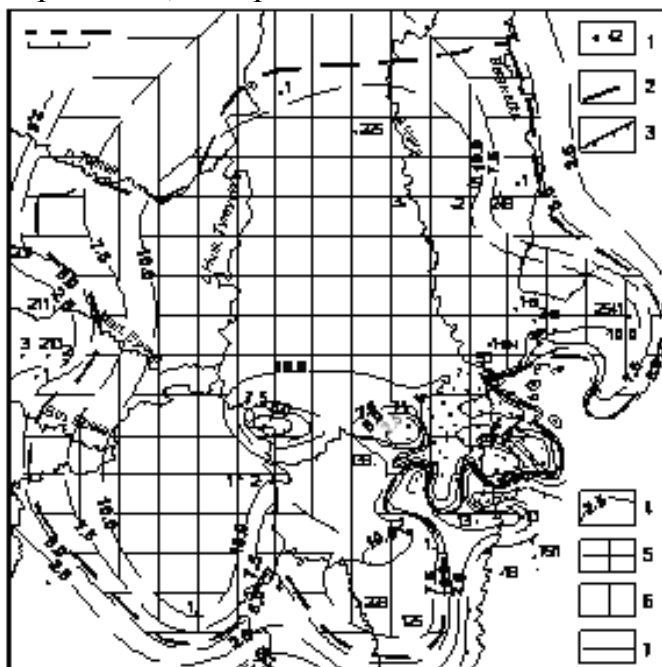


Рис. 4. Ёмкостная модель преобразенского горизонта Ереминско-Чонской гигантской нефтяной залежи

6. Оценка качества перекрывающих и подстилающих продуктивных карбонатных горизонтов флюидоупоров. Она осуществляется на базе анализа их вещественного и минералогического состава, интенсивности проявления дизъюнктивной тектоники и характера распределения толщин по площади. Характеристика этих показателей для разных по составу флюидоупоров приведена в работе [7].

Преобразенский продуктивный горизонт Ерёминско-Чонской залежи ограничен сверху и снизу соответственно катангским и тирским флюидоупорами. Последний из них в пределах залежи практически отсутствует, тем самым создавая благоприятные условия для подтока углеводородов в преобразенский горизонт из подстилающих терригенных нефтегазоносных

резервуаров (рис. 5). Катангский экран повсеместно развит в пределах нефтяной залежи. Он обладает достаточно надежными экранирующими свойствами для сохранения жидких углеводородов в залежи.

7. Выяснение условий формирования залежей и разработка модели их строения. Выделение нефтематеринских пород и обоснование очагов нефтеобразования. Прогнозирование путей и время миграции углеводородов из зон нефтегазообразования в зоны нефтегазонакопления. Анализ условий сохранения залежи. Обоснование её подсчетных параметров и оценка ресурсов углеводородов.



Рис. 5. Карта прогноза качества тирского флюидоупора Непско-Ботубинской антеклизы

Условия формирования и сохранения залежей углеводородов на территории Непско-Ботубинской антеклизы, в пределах которой расположена Ереминско-Чонская нефтяная залежь, были достаточно благоприятными. Основными очагами нефтеобразования являлись смежные с антеклизой территории отрицательных структур. Наибольшим генерационным потенциалом обладали рифейские отложения, значительно меньшим – вендские терригенные и незначительным – вендско-нижнекембрийские карбонатные. Миграции углеводородов из зон нефтегазообразования в пределах Непско-Ботубинской антеклизы в основном контролировалась катагенетической преобразованности органического вещества нефтематеринских пород, палеоструктурными планами и качеством флюидоупоров. Анализ этих материалов позволяет выделить четыре основных этапа формирования залежей углеводородов на антеклизе и в пределах Ереминско-Чонского участка: вендско-раннепалеозойский, девонский, позднепалеозойско-триасовый и новейший.

Модель Ереминско-Чонской залежи представляется газоконденсатно-нефтяной, литологической, пластовой, блоковой. Площадь ее составляет около 22 тыс. км², а извлекаемые ресурсы нефти оцениваются автором – 1,5 млрд. т (рис. 6).

Рекомендуемый комплекс методических приемов позволил выделить в подсолевом вендско-нижнекембрийском карбонатном комплексе Сибирской платформы, кроме выше описанной Ереминско-Чонской нефтяной залежи, еще ряд объектов: Вакунайский Санарский, Алтыбский и Ереминский. Нет сомнения, что при дальнейшем более детальном изучении этого комплекса будут выявлены еще многие объекты поисково-оценочных работ, в том числе крупные по ресурсам углеводородов.



Рис. 6. Модель Ереминско-Чонской гигантской нефтяной залежи преобразенского горизонта

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шемин Г.Г. Ереминско-Чонская нефтяная залежь Непско-Ботуобинской антеклизы – возможный объект по подготовки запасов углеводородного сырья / Г.Г. Шемин // Геология нефти и газа. – 2004. – № 5. – С. 19-29.
2. Шемин Г.Г. Гигантское поле нефтенакпления в преобразенском карбонатном горизонте венда Непско-Ботуобинской антеклизы (Ленно-Тунгусская нефтегазоносная провинция) / Г.Г. Шемин // Геология и геофизика. – 1999. – № 8. – С. 1170-1181.
3. Шемин Г.Г. Циклостратиграфия венда и нижнего кембрия центральных районов Ленно-Тунгусской провинции / Г.Г. Шемин // Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы. – Новосибирск, 1991. – С. 10-22.
4. Шемин Г.Г. Палеотектонический анализ сложнопостроенных районов Сибирской платформы / Г.Г. Шемин // Актуальные вопросы тектоники перспективных территорий Сибирской платформы. – Новосибирск, 1988. – С. 64-79.
5. Седиментационно-ёмкостная модель преобразенского горизонта Верхнечонского месторождения / Л.С. Чернова и др. // Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы. – Новосибирск, 1991. – С. 66-81.
6. Гущина Н.Е. Условия формирования и степень преобразованности карбонатных горизонтов западной части Непско-Ботуобинской антеклизы / Н.Е. Гущина, М.М. Потлова,

Л.С. Чернова // Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы. – Новосибирск, 1991. – С. 98-106.

7. Шемин Г.Г. Прогноз нефтегазоносности отложений венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы / Г.Г. Шемин // Геология и геофизика. – 2002. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1927-1944.

© Г.Г. Шемин, 2007

УДК 553.98:551.509.5 (571.5)

П.Н.Соболев, О.В. Шиганова

ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

ПАЛЕОФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ ЗОН НЕФТЕГАЗАКОПЛЕНИЯ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ НГП

Увеличение ресурсной базы УВ Лено-Тунгусской НГО является особо важной задачей. Федеральным Агентством по недропользованию РФ принимаются значительные меры по резкому увеличению объемов сейсморазведочных работ на территории Восточной Сибири. На наш взгляд, необходимо также усилить внимание и к проблемам нефтепроизводящих толщ и палеоочагов нефтегазообразования на сложно построенной территории Лено-Тунгусской НГО.

К настоящему времени большинство исследователей в качестве основного нефтегазопроизводящего комплекса рассматривают рифейские отложения, распространенные в окраиннократонных и внутрикратонных бассейнах Сибирской платформы. Согласно последним сейсмическим данным, в ряде случаев толщины их достигают 10–15 км. При этом постепенно появляется информация о широком распространении нефтепроизводивших толщ в составе рифейских отложений, во внутренних районах Сибирской платформы.

Ведущая роль рифейских отложений в процессах нефтегазообразования подтверждается характером распределения в пределах Лено-Тунгусской НГП уже известных месторождений нефти и газа, а также скоплений битумов различных масштабов и классов. Так, на востоке Ангара-Ленской ступени и на юго-восточном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы заметна линейная ориентировка всех месторождений (от Ковыктинского до Вилуйско-Джербинского) в северо-восточном направлении, вдоль зоны выклинивания рифейских пород Прибайкальского и Нюйско-Джербинского палеобассейнов. На Байкитской антеклизе скопления УВ ЮТЗ локализуются непосредственно к югу от участков выклинивания рифейских отложений. Крупные скопления битумов, которые широко распространены на склонах антеклиз, в основной массе также тяготеют к зонам выклинивания рифейских отложений.

Такое распределение скоплений нафтидов позволяет предполагать, что в пределах крупных рифейских палеобассейнов активно проходили процессы нефтегазообразования с последующим перемещением УВ к краевым частям палеоочагов, формированием их скоплений в рифее и большей частью в резервуарах венда, венда-нижнего кембрия за счет латерально-ступенчатой миграции.

В настоящее время в результате проведения больших объемов сейсморазведочных работ, в том числе выполнения геотраверсов («Алтай-Северная Земля», «Батолит»), получен новый большой фактический материал по распространению потенциально нефтегазоносных и нефтематеринских отложений докембрия, свидетельствующий о более значительных объемах рифейских отложений на западе Сибирской платформы.

С учетом этих новых материалов необходимо проведение палеогеохимических и палеогидродинамических построений с реконструкцией процессов нефтегазообразования в докембрийских отложениях НГП, что позволит значительно уточнить количественные оценки масштабов нефтегазообразования, распределение палеоочагов нефтегазообразования, зон нефтегазонакопления и выделить новые зоны.

В результате объемно-генетических расчетов, учитывающих новые данные по строению рифейских осадочных бассейнов, на территории центральной части НГП можно выделить ряд основных (региональных) очагов нефтегазообразования.

Их названия даны по соответствующим рифейским бассейнам. Первый из них, одноименный с Иркинеево-Ванаварским рифейским бассейном, один из наиболее крупных по площади и интенсивности процессов нефтегазообразования. В его центральной части мощности рифейских отложений достигают 6–15 км. Процессы нефтегазообразования в его пределах, очевидно, были инициированы уже в среднерифейское время. С вендского времени, в результате формирования Байкитской антеклизы, появились предпосылки для латеральной миграции УВ в северном и северо-западном направлениях, в сторону ее центральной части. При сохранении регионального структурного плана этот крупный очаг оставался активным в течение всего фанерозойского времени.

Предъенисейский очаг в плане отвечает одноименному передовому прогибу, с юго-запада примыкающему к Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазонакопления. При меньшей площади и меньших мощностях рифейских отложений (до 4-х км) этот очаг был менее мощным по сравнению с Иркинеево-Ванаварским. Время активизации этого очага – с позднего рифея по фанерозой.

Следующий региональный очаг, вероятно, наиболее мощный, отождествляется с Чуньским палеобассейном. При значительной площади этого очага мощности рифейских пород здесь достигают 5–7 км. Судя по геохимическим данным, полученным по его южной части, в составе рифейских пород имеются темноцветные, глинистые разности, обладавшие высоким исходным потенциалом. Положение Чуньского очага по отношению к Байкитской антеклизе и Катангской седловине позволяет предполагать участие генерированных здесь УВ в формировании скоплений на обеих структурах, причем в большей степени на Катангской седловине и в зоне сочленения ее с Непско-Ботуобинской антеклизой. Начало активизации этого очага, предположительно, можно связывать уже со второй половиной рифейского времени. В течение вендского времени и до конца кембрийской эпохи, учитывая консервативность крупных надпорядковых структур Лено-Тунгусской НГП, были созданы предпосылки для формирования зон нефтегазонакопления,

связанных с краевыми участками Чуньского палеобассейна. Формирование их могло протекать с разной степенью интенсивности в течение фанерозоя.

Интенсивно процессы нефтегазообразования проходили в пределах Енисейского регионального очага (территориально отвечающего району современного Енисейского кряжа), причем также уже в рифейское время. Произошедшие в ходе предвендского перерыва тектонические преобразования рифейских толщ, связанный с ними жесткий динамокатагенез РОВ, привели к разрушению первичных скоплений УВ еще до накопления вендских пород, и тем более, до формирования нижнекембрийского регионального солевого флюидоупора. Вследствие этого Енисейский очаг (точнее – палеоочаг) в формировании выявленных к настоящему времени скоплений УВ на Байkitской антеклизе не играл значительной роли.

Анализ ранее проведенных работ по гидрогеологии древнейших толщ Лено-Тунгусской НГП (А.С. Анциферов, Е.А. Басков, В.И. Вожов, А.А. Дзюба и др.) показал, что в региональном плане на элизионном этапе зоны палеонапоров соподчинены с Предпатомским, Присаянским, Теринским и Нижнетунгусским прогибами и впадинами синеклиз. Устойчивые во времени зоны палеопьезоминимумов прирочены к центральным районам Непско-Ботуобинской и Байkitской антеклиз, Ангара-Ленской ступени, которые и представляли собой крупные палеозоны нефтегазонакопления. Формирование залежей здесь происходило по законам фазовой дифференциации УВ, т.е. нефть отеснялась газом в наиболее приподнятые участки.

Эти данные позволяют провести ретроспективный анализ с использованием палеотектонических, палеогидрогеологических и палеогеографических реконструкций, позволяющий оценить потенциальные условия миграции флюидов на региональном уровне, их преобладающие направления и, в результате, дать прогноз зон нефтегазонакопления. Возможность проведения таких исследований сегодня вполне реальна, учитывая имеющийся ряд работ по реконструкции палеогеографических и литолого-стратиграфических условий нефтегазоносного разреза (Н.В. Мельников, и др., В.С. Старосельцев, В.С. Сурков, В.И. Лотышев и др.).

Начальная стадия формирования седиментогенных вод тесно связана с палеогеографической обстановкой бассейна седиментации. Поэтому на основе палеогеографических и литолого-фациальных карт можно строить палеогидрогеологические схемы, отражающие условия формирования подземных вод и в различных палеогеографических обстановках накопления осадков. Гидродинамические условия на элизионном этапе гидрогеологического цикла можно реконструировать основываясь на анализе распределения мощностей осадков. Для такого анализа были изучены литолого-палеогеографические карты для рифейского (нижний-средний), рифей-вендского (талаканское, непское время), вендского (тирское, даниловское время) комплексов с позиций изменчивости обстановок осадконакопления и распределения суммарных мощностей глинистой составляющей в разрезе, как по латерали, так и по вертикали, соподчиняясь с пространственной структурой геофльтрационного поля.

Обобщение материалов геохимических исследований, анализ современных и палеогидродинамических обстановок флюидных систем позволяют сделать следующие основные выводы, на основе которых базируется прогноз крупных зон нефтегазонакопления.

1. Согласно оценкам масштабов нефтегазообразования рифейский генерационный комплекс играл основную роль в продуцировании УВ. Вследствие этого основные палеоочаги нефтегазообразования были связаны по отношению к Байкитской и Катангской НГО с прогибами рифейского возраста разнообразной геотектонической природы: это перикратонный Предьенисейский прогиб, вероятно, прогиб авлакогенной природы Чуньский и краевой поперечный авлакоген Иркинеево-Ванаварский.

2. Характер размещения скоплений нафтидов по отношению к положению рифейских палеоочагов позволяет сделать выводы о миграционных перетоках УВ-х флюидов по направлению от центральных частей палеоочагов к их периферии.

3. Согласно палеогидродинамическим данным, в региональном плане, на элизионном этапе зоны палеонапоров также связаны с крупными рифейскими прогибами. Устойчивые во времени зоны палеопъезоминимумов прирочены к склонам и, в большей степени, к центральным районам Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз, к смежному склону Катангской седловины и Непско-Ботуобинской антеклизы, которые и представляли собой крупные палеозоны нефтегазонакопления.

4. Палеогидрогеологические построения, выполненные для основных нефтегазоносных комплексов рифей-венд-нижнекембрийского возраста, свидетельствуют о том, что основные зоны пьезомаксимумов (отождествляемые с зонами нефтегазогенерации) соподчинены с отрицательными надпорядковыми структурами, крупными рифейскими прогибами. Для всех рассматриваемых комплексов можно отметить одну, но достаточно четко выраженную региональную закономерность – все ныне известные зоны локализации УВ (месторождения) сосредоточены в зонах пьезоминимумов (отождествляемых с зонами нефтегазонакопления).

5. Таким образом, можно вести речь о том, что и на современном этапе известные зоны локализации УВ (месторождения) сосредоточены в зонах пьезоминимумов (зон нефтегазонакопления), а зоны пьезомаксимумов сопряжены с территориями крупных палеоочагов нефтегазообразования. Эта консервативность в распределении гидродинамических условий нефтегазоносных комплексов региона, вероятно, связана с достаточно устойчивым в течение целых геологических эпох структурным планом региона.

Полученные выводы позволяют прогнозировать кроме уже установленных новые зоны нефтегазонакопления на территории центральных районов Лено-Тунгусской НГП. Положение их представлено на рис.

Первая зона, названная нами условно Восточно-Тунгусской, наиболее перспективная и крупная, связана с существованием Чунского рифейского бассейна – одного из наиболее мощных палеоочагов нефтегазообразования. Зона выделяется в восточной части Катангской седловины у границы с Непско-Бо-

туобинской антеклизой. Она с востока примыкает к протяженной в субмеридиональном направлении зоне палеопьезомаксимумов в отложениях рифейского и рифей-нижневендского комплексов. Она протягивается в направлении, близком к меридиональному, от верховьев р. Катанга на север-северо-восток, до коленообразного изгиба долины р. Ниж. Тунгуска. В ее границы возможно включение Собинского и Пайгинского месторождений.

Вторая зона, меньших размеров, локализуется на участке сочленения Присаяно-Енисейской, Катангской, Ангаро-Ленской и Непско-Ботуобинской НГО. Она выделена под названием Восточно-Катской. Благоприятными предпосылками для формирования здесь скоплений УВ являются: положение ее в краевой части зон палеопьезомаксимумов по рифейскому и рифей-нижневендскому комплексам, близость к Иркинеево-Ванаварскому региональному палеоочагу нефтегазообразования. Перспективным горизонтом в ее пределах рассматриваются песчаники ванаварской свиты и рифейские отложения.

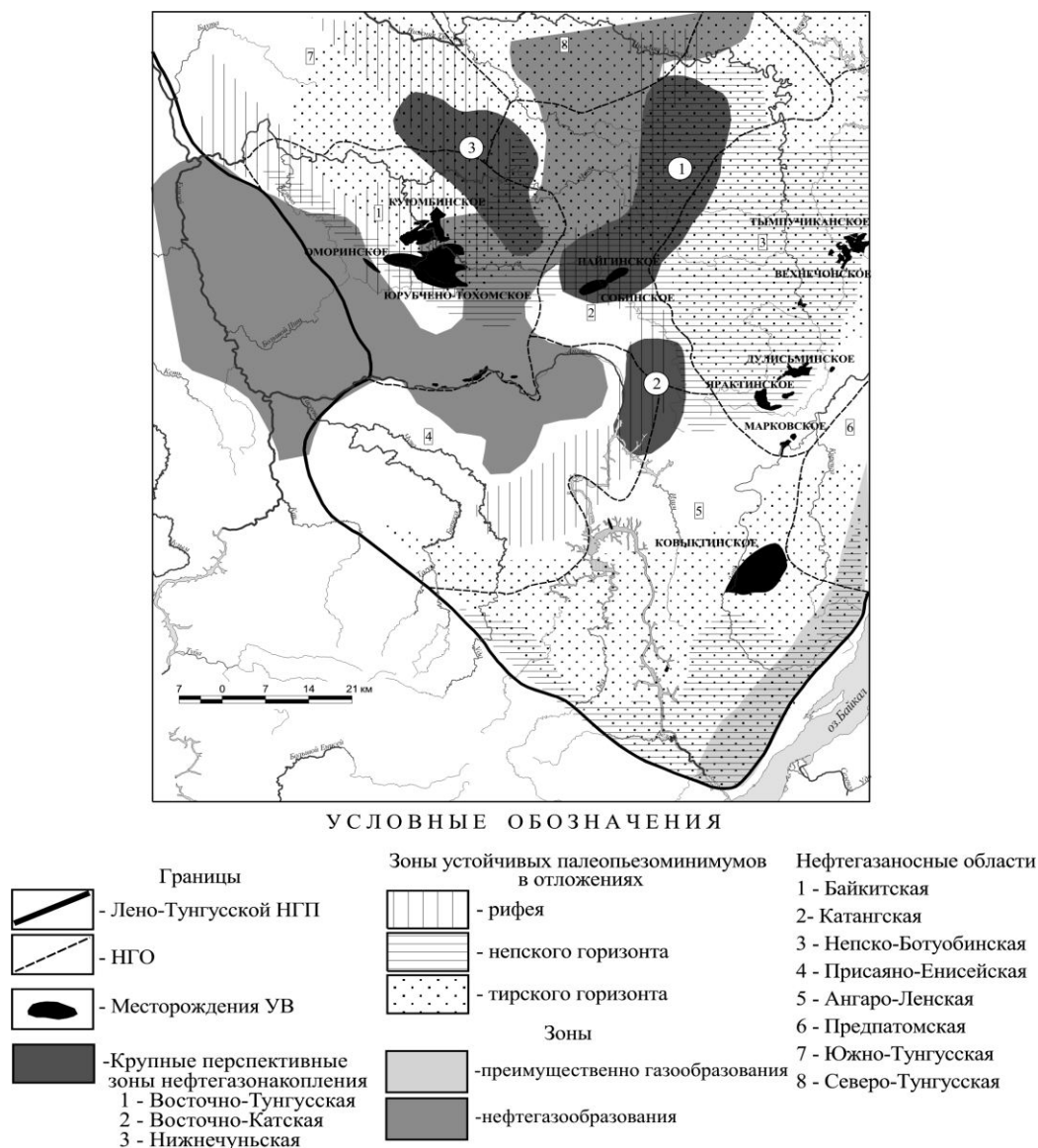


Рис. 1. Схематическая карта прогноза нефтегазоперспективных зон в рифей-нижневендских отложениях Лено-Тунгусской НГП по геохимическим и гидрогеологическим показателям

Третья зона выделяется на смежной территории Байкитской, Катангской и Южно-Тунгусской НГО. Она связана с западным бортом Чуньского палеоочага.

Перспективными уровнями в ее пределах предполагаются терригенные образования оскобинской и ванаварской свит.

© П.Н. Соболев, О.В. Шиганова, 2007

УДК: 550.4:552.578.061.32(571.5-18)

Т.М. Парфенова, В.Н. Меленевский

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ОЦЕНКА НЕФТЕПРОИЗВОДЯЩИХ ПОРОД КУОНАМСКОГО КОМПЛЕКСА ОТЛОЖЕНИЙ ЛЕНО-АМГИНСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ (ЮГО-ВОСТОК СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ)

Обогащенный органическим веществом (ОВ) куонамский комплекс отложений нижнего и среднего кембрия – потенциальная нефтематеринская толща – распространен на севере и востоке Сибирской платформы [1]. История его изучения насчитывает более семидесяти лет. Цель настоящего исследования – оценить роль углеродистых пород в нефтеобразовании на территории Лено-Амгинского междуречья.

Комплекс диагностических признаков нефтепроизводящих (нефтематеринских) пород составляют:

- Обогащенность автохтонным органическим веществом;
- Аквагенный тип ОВ;
- Стадия катагенеза ОВ, соответствующая главной зоне нефтеобразования;
- Следы первичной миграции;
- Корреляция атомно-молекулярного состава рассеянного органического вещества и нефтидов.

Используя методы определения органического углерода ($C_{орг}$), битуминологии и пиролиза [2], изучили коллекцию образцов скважины Хоточу № 7 из интервалов 388–354, 346–339, 332–309 м.

В отложениях ботомского, тойонского и основания амгинского ярусов (по И.В. Коровникову, ИНГГ СО РАН) содержание $C_{орг}$ изменяется от 0,2 до 7,5 %.

В интервалах 388–354 м наблюдается чередование темно-серых и черных известняков и силицитов. Содержание органического углерода в карбонатных породах варьирует от 0,2 до 2,9 %, среднее значение этого параметра равно 1,4 %. После обработки соляной кислотой в этих породах нерастворимый остаток (НО) составил 5–37 %. Концентрации $C_{орг}$ силицитов значительно выше. Их значения лежат в интервале 2,2–7,5 % (среднее равно 4,5 %). НО кремневых пород изменяется от 73 до 97 %.

В изученных интервалах более позднего временного отрезка амгинского яруса разрез сложен светлыми коричневыми и серыми, в основном, кремнисто-карбонатными породами с нерастворимым остатком 42–60 %, реже встречаются

кремни и известняки. Содержание в них органического углерода находится на уровне 1,5 %, редко опускается до 0,6 %. Только два образца характеризуются повышенными концентрациями $C_{\text{орг}}$ – 3,6 и 4,1 %.

Результаты пиролитического и битуминологического исследования с учетом содержания органического углерода и литологии позволили разделить коллекцию образцов на две группы и выделить в одной из них подгруппы. Одна группа пород относится к нижней части разреза (388–354 м), а другая характеризует интервал 346–309 м.

Первая группа – это низкоуглеродистые и углеродистые известняки и силициты, в которых содержание органического углерода изменяется от 0,2 до 7,5 %, среднее содержание $C_{\text{орг}}$ составляет 3,48 %. В группе выделено две подгруппы: наиболее обогащенных ОВ углеродистых кремневых пород и низкоуглеродистых известняков.

Вторая группа – это низкоуглеродистые кремнистые известняки, реже силициты и известняки, в которых содержание $C_{\text{орг}}$ обычно достигает лишь 2 % (только в двух образцах концентрации органического углерода составляют 3,6 % и 4,1 %), среднее равно 1,6 %.

По данным пиролиза «битумоидная» компонента S_1 силицитов изменяется от 0,01 до 0,014 %, среднее составляет 0,05 %. В карбонатных и кремнисто-карбонатных породах средние значения S_1 сохраняются на уровне 0,03 %, иногда повышаясь до 0,07 %.

Кремневые породы наиболее богаты хлороформенным битумоидом. Минимальное содержание его равно 0,30 %, максимальное – 1,15 %, среднее – 0,56 %. Известняки нижней части разреза содержат в среднем в 2 раза меньше битумоида. Концентрации их хлороформенных экстрактов изменяются от 0,6 до 0,47 %. Коэффициенты битумоидности пород первой группы варьируют в широком интервале значений от 2,6 до 23,1 %, средние для силицитов и карбонатных пород нижней части разреза равны 10,1 % и 11,8 %, соответственно.

По групповому составу битумоиды пород первой группы близки. Они содержат менее 10 % насыщенных углеводородов, в маслах 75–80 % ароматических УВ, в среднем порядка 40 % бензольных и спиртобензольных смол, 2 % асфальтогеновых кислот. По сравнению с известняками для силицитов свойственны повышенные концентрации в битумоидах ароматической фракции и бензольных смол (в среднем 24 % против 16 % и 16 % против 12 %, соответственно) и несколько пониженные содержания асфальтенов. Отношение суммы углеводородов к сумме смол и асфальтеновых компонентов изменяется от 0,17 до 0,55, средние для силицитов и известняков составляют 0,46 и 0,28.

Породы смешанного кремнисто-карбонатного состава второй группы содержат от 0,05 % до 0,33 % хлороформенного битумоида, среднее равно 0,16 %. Коэффициент битумоидности кремнистых известняков варьирует также сильно, как и этот параметр первой группы пород. Его значения лежат в интервале от 3,0 до 25,5 %, среднее составляет 9,2 %.

Групповой состав битумоидов верхней части разреза заметно отличается от состава битумоидов силицитов и известняков подстилающей толщи. В них в 2–2,5 раза больше насыщенных УВ (14–25 %), повышенные концентрации ароматических соединений, содержание масел достигает 52 % и в среднем в 6–7 раз меньше асфальтенов. Относительное содержание суммы углеводородов к сумме смолисто-асфальтеновых компонентов изменяется от 0,59 до 1,08, среднее равно 0,84, что почти в 2 раза превышает значение этого коэффициента, характеризующего битумоиды силицитов и в 3–4 раза – известняков.

Оценки «керогеновой» составляющей S_2 изученных пород методом пиролиза изменяются от 0,29 % до 3,06 %, среднее значение силицитов равно 1,95 %, известняков 0,89 %, кремнисто-карбонатных пород второй группы 0,96 %. Интересно, что индекс продуктивности PI варьирует в довольно узком интервале значений и слабо отличается в углеродистых и низкоуглеродистых породах. Сопоставление его с коэффициентом битумоидности показало, что между этими параметрами связь отсутствует.

Известно, что для нефтематеринских пород характерно наличие корреляционной связи между «битумоидной» компонентой и содержанием хлороформенного битумоида. Исследование этой зависимости углеродистой толщи скв. Хоточу № 7 показало, что с ростом концентраций битумоида значения S_1 повышаются (коэффициент корреляции равен 0,51).

Сопоставление «керогеновой» компоненты с выходом битумоида показало, что с увеличением концентраций битумоидов в породах растет содержание S_2 . Коэффициент корреляции равный 0,62 подтверждает это. Полученная зависимость может указывать на значительный вклад смолисто-асфальтеновых компонентов битумоидов в «керогеновую» составляющую органического вещества.

Водородный индекс (HI) пород скв. Хоточу более 300 мгУВ/гC_{орг} и достигает 711 (рис. 1). Это указывает на аквагенную природу органического вещества и высокий генерационный потенциал рассматриваемых углеродистых отложений [2].

В породах первой группы HI изменяется от 314 до 489 мгУВ/гC_{орг}. Кремнисто-карбонатные породы верхней части разреза характеризуются наибольшими значениями водородного индекса. HI второй группы пород варьирует в интервале от 450 до 711 мгУВ/гC_{орг}, в среднем составляя 590 мгУВ/гC_{орг} (рис. 1).

Средние значения температур максимальных выходов углеводородов ($T_{\max}$) изменяются в интервале 439–442 °C.

Изменения температуры $T_{\max}$ от 434 до 447 °C могут быть связаны как со свойствами керогенов пород, так и входящими в «керогеновую» составляющую свойствами битумоидных компонентов. Отмечено, что по мере увеличения битумоидности и содержания асфальтеновых фракций растут значения температуры максимального выхода (коэффициенты корреляции, подтверждающие эти связи равны 0,55 и 0,58). Полученные закономерности еще раз указывают на вклад тяжелых высокомолекулярных составляющих битумоидов в «керогеновые» пики.

Анализ показал, что наиболее обогащенными ОВ породами являются силициты. С увеличением карбонатной составляющей концентрации органического углерода уменьшаются. Положительный коэффициент корреляции между содержанием нерастворимого остатка и $C_{орг}$ равный 0,68 подтверждает это.

HI, мгУВ/гC_{орг}

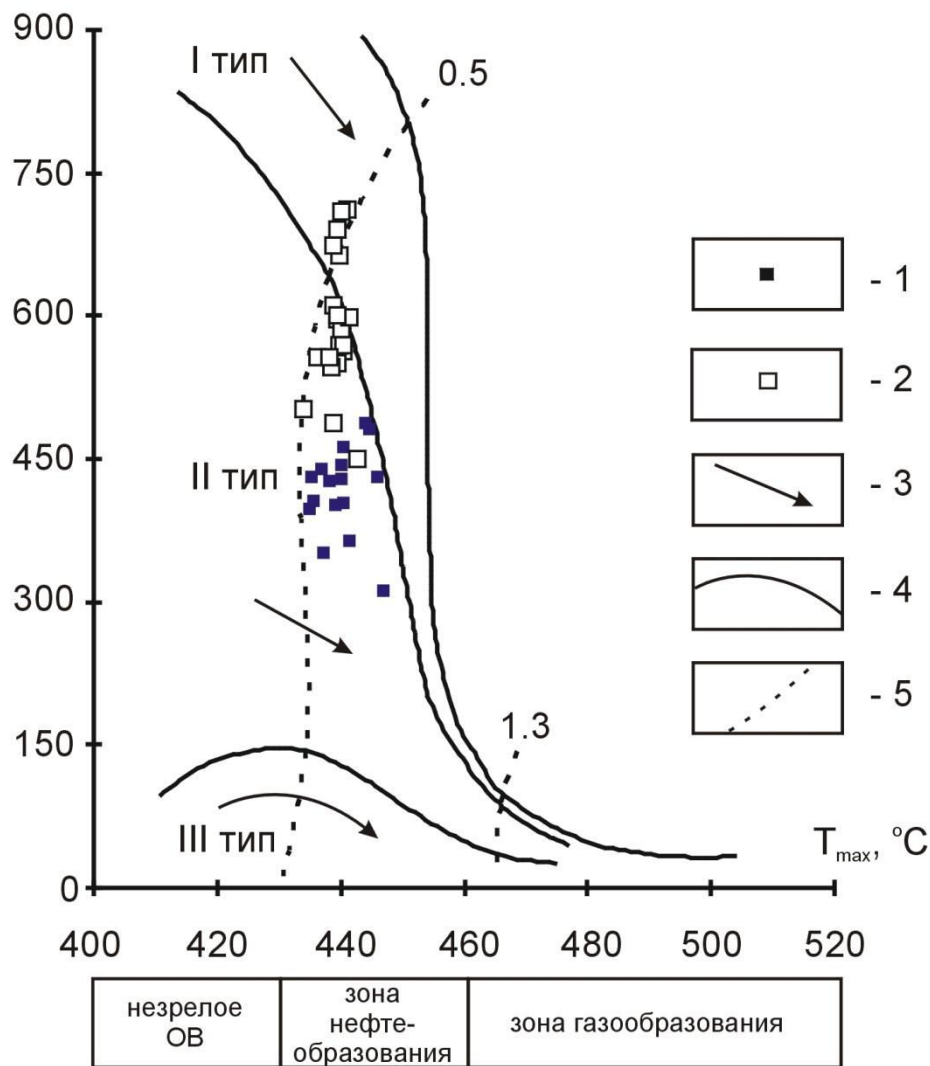


Рис. 1. Диаграмма HI- T_{max} для пород куонамского комплекса отложений (Лено-Амгинское междуречье, скв. Хоточу № 7):

1 – пробы первой группы пород, 2 – пробы второй группы пород, 3 – направленность изменения величин HI и T_{max} в катагенезе, 4 – линии, ограничивающие максимальные значения водородного индекса (HI) для трех типов органического вещества (I – аквагенного, озерного; II – аквагенного, морского; III – террагенного, связанного с высшей наземной растительностью); 5 – изолинии отражательной способности витринита (R_o)

Групповой состав битумоидов и пиролиз пород указывают на то, что углеродистые отложения скв. Хоточу обогащены двумя типами аквагенного органического вещества. Отличия ОВ могут быть обусловлены биохимическими особенностями организмов, накопившихся в осадках, и/или преобразованием ОВ в диагенезе. Первый тип ОВ распространен в кремнях и известняках нижней части разреза, а второй характеризует низкоуглеродистые

породы вышележащих интервалов исследованной толщи. Таким образом, куонамский комплекс отложений Лено-Амгинского междуречья на северном склоне Алданской антеклизы представлен двучленным строением.

Обогащенные органическим веществом породы двух групп обладают высокими нефтепроизводящими свойствами. Температуры максимальных выходов углеводородов соответствуют стадии начального мезокатагенеза и свидетельствуют, что породы, ныне залегающие на глубинах 300–400 метров, попадали в зону нефтеобразования. На генерацию нефтей углеродистыми и низкоуглеродистыми породами указывает повышенный битумоидный фон. Высокие значения коэффициента битумоидности (более 10 %) свидетельствуют о проявлениях первичной миграции во вскрытых скважиной уровнях и насыщенности кремнистых и карбонатных пород паравоухтонными битумоидами.

Результаты геохимического исследования повышают перспективность нефтегазоносности юго-восточных территорий Сибирской платформы.

Работа выполнена при финансовой поддержке НШ-1011.2006.5 «Системные исследования фундаментальных проблем размещения ресурсов нефти и газа в земной коре и их использования человечеством» и РФФИ, проект № 06-05-64209.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кембрий Сибирской платформы (Юдомо-Оленекский тип разреза. Куонамский комплекс отложений). Труды СНИИГГиМСа / В.Е. Савицкий и др. – М.: Недра, 1972. – Вып. 130. – 200 с.
2. Меленевский В.Н. Методические рекомендации по применению пиролитических методов моделирования в органической геохимии / В.Н. Меленевский. – Новосибирск, 1991. – 50 с.

© Т.М. Парфенова, В.Н. Меленевский, 2007

УДК 550.4:553.98.044(571.51-14)

А.И. Сурнин

ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

ФИТОГЕОХИМИЧЕСКИЙ ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛОКАЛЬНЫХ ПЛОЩАДЕЙ НА МАЛОИЗУЧЕННЫХ ТЕРРИТОРИЯХ БАЙКИТСКОЙ НГО

В последние годы СНИИГГиМС выполняет комплексные геохимические прогнозно-рекогносцировочные и поисковые работы по оценке нефтегазоносности локальных площадей и структур, подготовленных на основе сейсмогеологического моделирования перспективных территорий в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции Сибирской платформы. Для повышения эффективности прогноза, в комплексе методов геохимического опробования внедряется фитогеохимический метод, который проходит опытно-производственную адаптацию к ландшафтно-геологическим условиям Лено-Тунгусской провинции на известных месторождениях-эталонах. Опыт фитогеохимических исследований на месторождениях и нефтегазоносных

площадах Сибири показывает его хорошую сходимость с результатами традиционных геохимических методов, полученными как при анализе глубинных проб, так и материалов поверхностного опробования. В статье представлены результаты фитогеохимического прогноза в южной части Камовского свода на Байкитской антеклизе. В процессе комплексной геохимической съемки исследуемой территории было выполнено фитогеохимическое опробование по листу березы на Манкурско-Оморинской площади, на левобережье широтного течения р.Камо и на Среднекамовской площади. Всего отобрано 380 фитопроб.

Учитывая имеющийся опыт, опробование проводилось в течение однородных по погодным условиям периодов, в границах светового дня, что позволило исключить флуктуации фитогеохимических показателей растений под влиянием сезонных и суточных ритмов фотосинтеза. Состав листьев березы изучен методом количественного атомно-эмиссионного спектрографического анализа. Изученный комплекс элементов включает металлы *Ti, Cr, Ba, V, Zn, Ni, Co*, щелочноземельный комплекс *K, Na, Ca, Mg* и *общую зольность* (минерализацию) сухого растительного материала. Полученные абсолютные значения содержаний фитохимических компонентов были нормализованы и представлены в виде коэффициентов аномальности – отклонений вариант от их среднего арифметического, где каждое отклонение выражено в долях стандартного отклонения. Такое выражение данных позволило корректно сравнивать взаимосвязи и закономерности распределения микро- и макрокомпонентов, разница концентраций которых достигает четыре порядка.

Последующий анализ массива нормированных фитогеохимических данных выполнялся методами математической статистики с определением законов распределения элементов, их геохимического фона, плотности корреляционных связей, выделением статистически однородных групп и ведущих факторов формирования химического состава растений.

В пределах Манкурско-Оморинской площади исследований размещается Оморинское газоконденсатное месторождение, продуктивность которого связана с вендскими терригенно-карбонатными отложениями. Геохимические поля в ландшафте этого месторождения изучены в качестве эталона. Исследованиями на месторождениях нефти и газа доказано, что площади внутри проекции контура продуктивности выделяются, как зоны обогащенного минерального питания растений. Это явление может быть связано с тем, что восходящие из залежей эманации углеводородов окисляются в зоне гипергенеза до CO_2 , а также, используются метан паразитирующими бактериями. В результате растворения CO_2 и деятельности микроорганизмов меняется кислотность грунтовых вод, возрастает подвижность поливалентных и халькофильных металлов и, соответственно, их способность к накоплению в растениях. Наоборот, низковалентные металлы, такие, как *Co, Mn, V*, в кислой среде малоподвижны и их накопление в растениях подавлено. Эта закономерность нашла свое подтверждение на площади Оморинского газоконденсатного месторождения.

В качестве наиболее выразительных показателей для фитогеохимического районирования были выбраны *общая зольность* (минерализация) листьев березы и значения факторов, сформированных двумя противоборствующими геохимическими ассоциациями металлов: $Co*V$ и $Pb*Zn$.

Ассоциации $Co*V$ и $Pb*Zn$ – это показатели баланса окислительно-восстановительных условий в зоне питания растений. Активность халькофильных металлов (Pb , Zn и др.) свидетельствует о закрытости, стабильной геолого-тектонической обстановке, в которой восходящая миграция УВ ореола имеет диффузионный характер и в приповерхностной геохимической зоне формируется «кислая» среда. Напротив, накопление Co и V указывает на восстановительную обстановку, формирование которой возможно под прямым влиянием углеводородов. Это возможно, если геолого-тектонические условия допускают фильтрационные формы движения флюидов и восходящие эманации УВ из залежей достаточно интенсивны – то есть, имеются зоны разгрузки вблизи дневной поверхности.

Зольность представляет собой показатель минерального питания растений, она на 90–95 % сформирована макрокомпонентами (K , Ca , Mg , Na). В тесной корреляции с металлами-индикаторами зольность расценивается нами, как определяющий показатель нефтегазоносности площадей.

На схеме фитогеохимического районирования Манкурско-Оморинского участка поле продуктивности Оморинского месторождения выделяется положительными (более $+0.5\sigma$) аномалиями зольности, халькофильных металлов Pb , Zn , поливалентных Cr и Ba ; области вне контура ВНК на юге залежи и севернее границы литологического замещения продуктивного коллектора имеют значения коэффициентов аномальности менее -0.5σ – ниже фона.

По значениям $Co*V$ фактора поле продуктивности и законтурные области Оморинского месторождения выделились даже более отчетливо, чем по зольности, хотя, в целом, конфигурация границ залежи по рассмотренным показателям совпадает. Но главное различие этих показателей – в противоположной направленности $Co*V$ фактора: на перспективных землях содержания данных металлов в растениях минимальны. Здесь нет противоречия, так как Co и V относятся к геохимической группе металлов, которые хорошо мигрируют (участвуют в биологическом круговороте) в восстановительной обстановке и малоподвижны в кислой среде (см. выше).

Из описанных наблюдений следуют выводы:

- Над залежью Оморинского месторождения имеет место восходящий диффузионный поток углеводородов, который достигает дневной поверхности и формирует в корнеобитаемом слое геохимическую обстановку, благоприятную для обогащения почвенного раствора Ca , K , Mg , Pb , Zn , Ba , Cr и накопления их в растениях; а миграция и накопление Co , V подавлены.

- Выбранные нами фитогеохимические показатели из разных геохимических ассоциаций металлов позволяют дифференцировать в ландшафте нефтегазоносные и «пустые» площади;

– Оморинское газоконденсатное месторождение можно рассматривать в качестве эталона, а проверенные на нем фитогеохимические показатели применять для оценки нефтегазоносности подготовленных локальных площадей юга Камовского свода.

Для фитогеохимической оценки нефтегазоносности перспективных по неотектоническим и сейсмогеологическим данным участков юга Камовского свода была построена схематическая Карта районирования по показателю общей зольности (минерализации) листьев березы. На территории фитогеохимического опробования выделен ряд локальных площадей с положительными аномалиями минерализации листьев березы, которые по аналогии с эталоном оцениваются нами, как нефтегазоперспективные:

1. **Манкурская площадь** расположена в 10–12 км к северу от одноименной параметрической скважины. Охарактеризованные по минерализации листьев березы геохимические условия в корнеобитаемом слое аналогичны условиям Оморинского месторождения – относительно «кислая» среда, свидетельствующая о диффузионной эманации углеводородов из хорошо экранированной залежи. В пределах площади выделены два аномальных участка, которые совпадают с выделенной по сейсмогеологическому моделированию *Чегалбуканской литологической ловушкой*. Предполагаемый интервал продуктивности – венд (ванаварская – катангская свиты);

2. **Брусконская площадь** расположена на левобережье широтного течения р. Камо в верховьях р. Неручана. Здесь, на участках обогащенного минерального питания растений (повышенная зольность) преобладают проявления диффузионных (кислых) форм углеводородов.

3. **Среднекамовская площадь** расположена на меридианальном отрезке течения р. Камо. Обстановка в зоне минерального питания растений более восстановительная, указывающая на повышенную проницаемость разреза и возможность фильтрации к поверхности не полностью окисленных форм углеводородов. Здесь прогнозируются два аномальных участка, которые совпадают с *Усть-Вэдрдшевской и Ядулийской литологическими ловушками* по сейсмогеологическим построениям.

Принципиально важно, что рекомендованные по фитогеохимическим аномалиям участки находят подтверждение результатами поверхностного литогазогеохимического опробования и неотектоническими построениями.

По результатам изучения растительной составляющей ландшафта Оморинского газоконденсатного месторождения-эталона выбран оптимальный комплекс фитогеохимических показателей, распределение которых дифференцировано на заведомо «пустых» и нефтегазоносных землях. Таким образом, получено дополнительное подтверждение информативности фитогеохимического метода, как обязательной составляющей комплекса геохимических методов прогноза нефтегазоносности. Эффективность фитогеохимического метода заключается в доступности, возможности площадного опробования с необходимой детальностью на любых элементах

ландшафта за счет выбора оптимального растения-накопителя, высокой чувствительности и информативности.

© А.И. Сурнин, 2007

УДК 550.812.1:553.98(571.53)

А.В.Мигурский, В.С.Старосельцев
ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

ЧАЙКИНСКОЕ ПОДНЯТИЕ – НОВЫЙ КРУПНЫЙ ОБЪЕКТ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ НА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЕ

Чайкинское поднятие выделено на междуречье Пеледуя и Лены (рис. 1) по анализу морфологии складчато-надвиговых дислокаций и палеотектоники [Мигурский, 2001]. Оно имеет конседиментационную блоковую природу и формировалось в позднем рифее – раннем венде в основном в докатангское время.

В зоне сочленения Сибирской платформы с Байкало-Патомским нагорьем в этот период развивался прогиб северо-восточного простирания, острым углом вдающийся в тело платформы (рис. 2). Судя по материалам бурения и анализу морфологии более поздних (рубеж силура-девона) складчато-надвиговых структур, непосредственно к востоку от Центрально-Талаканского поднятия на северо-западном борту палеопрогиба

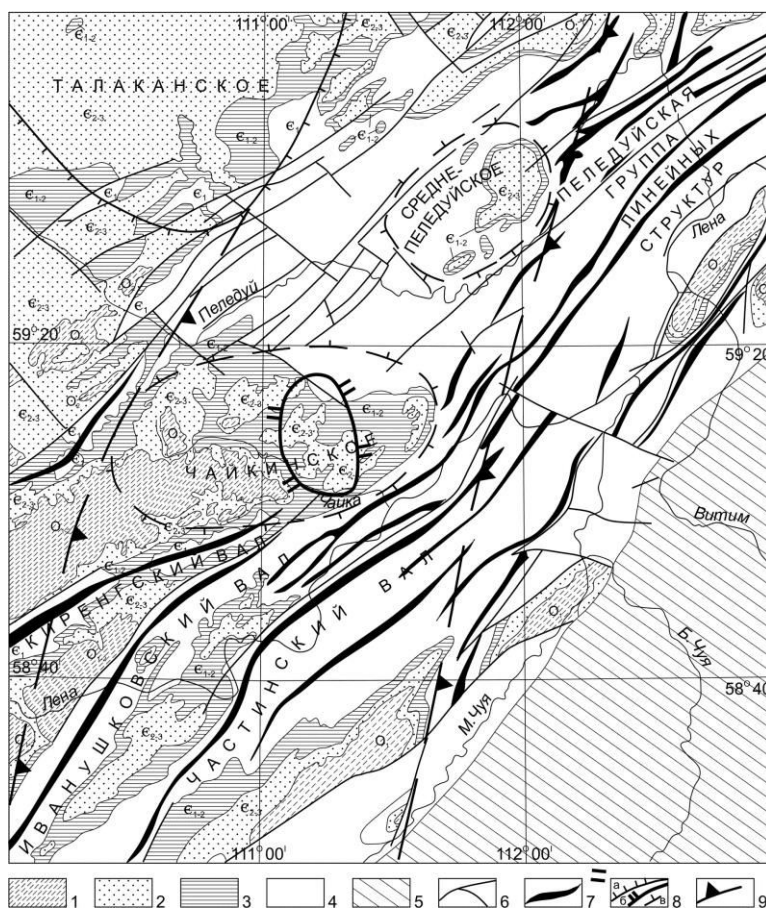


Рис. 1. Тектоническая схема Талаканско-Пеледуйского района.

Отложения: 1 – ордовикские, 2 – средне-верхнекембрийские, 3 – нижне-среднекембрийские, 4 – нижнекембрийские. 5 – Байкало-Патомское нагорье. 6 – разрывы. 7 – оси линейных складок на поверхности. 8 – контуры погребенных поднятий: а – доказанные, б – по методике «Панлис», в – предполагаемые по виргации складок. 9 – границы Чичикано-Хамакинской рифтовой системы

существовала крупная ступень, названная Чичикано-Хамакинской (см. рис. 1).

Она имеет сложное клавишное строение с серией относительно приподнятых и опущенных блоков, иногда со смещениями по поперечным сдвигам.

Один из таких блоков выявлен в бассейне р. Чайки (левый приток р. Лены). Здесь отчетливо проявляются виргации складок как с юго-западной (периклинали Киренгского, Иванушковского, Частинского валов), так и с северо-восточной (группа пеледуйских линейных структур) сторон от него, свидетельствующие о существовании на этом участке препятствия для продвижения структур срыва (см. рис. 1). Вероятно, оно представлено крупным поднятием в нижних горизонтах осадочного чехла, названным Чайкинским.

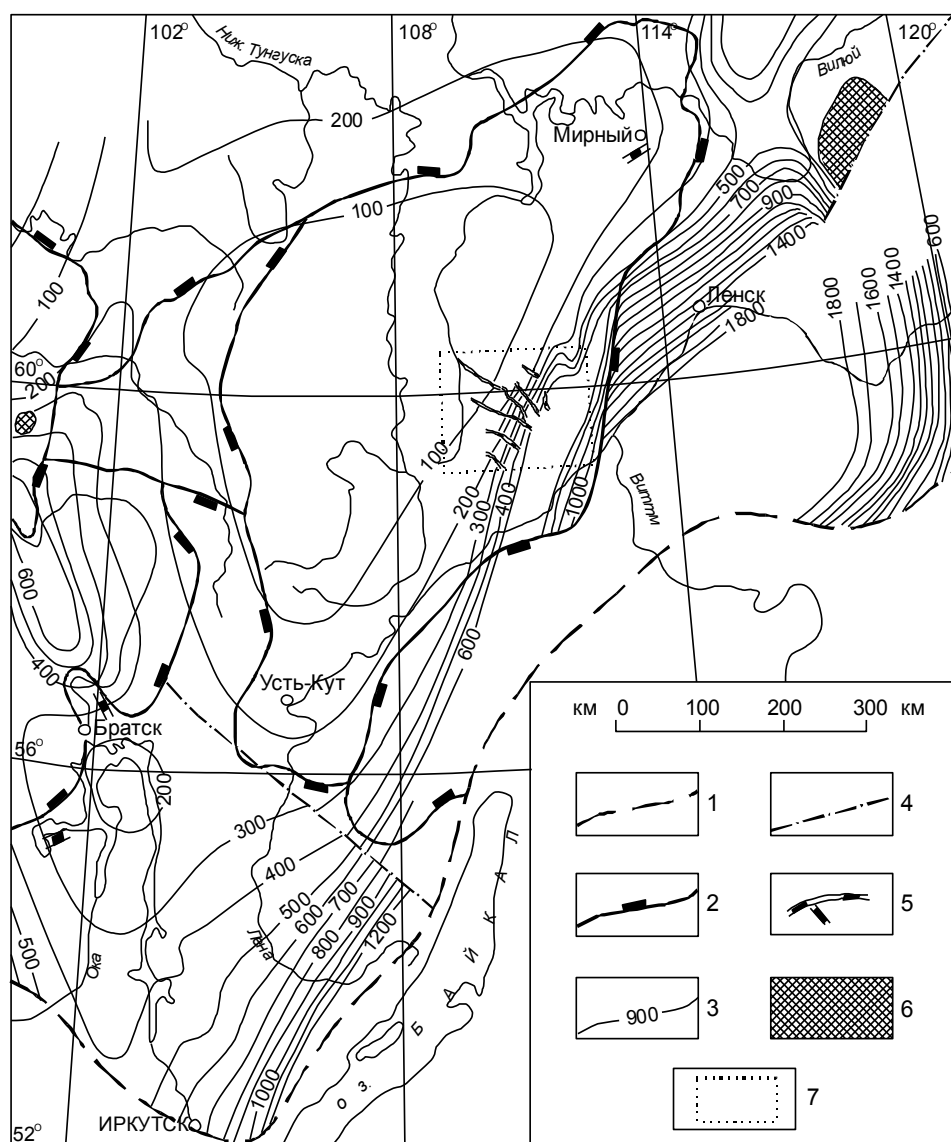


Рис.2. Схема изопакит верхнерифейско-вендских (доданиловских) отложений юга Сибирской платформы

Границы: 1 – Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции; 2 – надпорядковых структур; 3 – изопакиты. Дизъюнктивы, отраженные в строении изопакит: 4 – разломы; 5 – микрограбены. 6 – участки отсутствия рассматриваемых отложений; 7 – Талакано-Верхнечонская зона

В 15 км к северо-востоку от Чайкинского поднятия в пределах Чичикано-Хамакинской рифтовой тупени по характеру строения линейных структур намечено еще блоковое поднятие, названное Среднепеледуйским. В 2005 г. оно было пересечено опорным геофизическим профилем «Батолит». Полученный разрез (рис. 3) показал, что это поднятие проявлено по нижним горизонтам чехла контрастнее талаканских структур, а осинский пласт расположен даже выше, чем на Талаканском поднятии. В настоящее время это самый перспективный новый нефтегазопроисловый объект к юго-востоку от Талаканского месторождения в пределах распределенного фонда юго-запада Саха-Якутия.

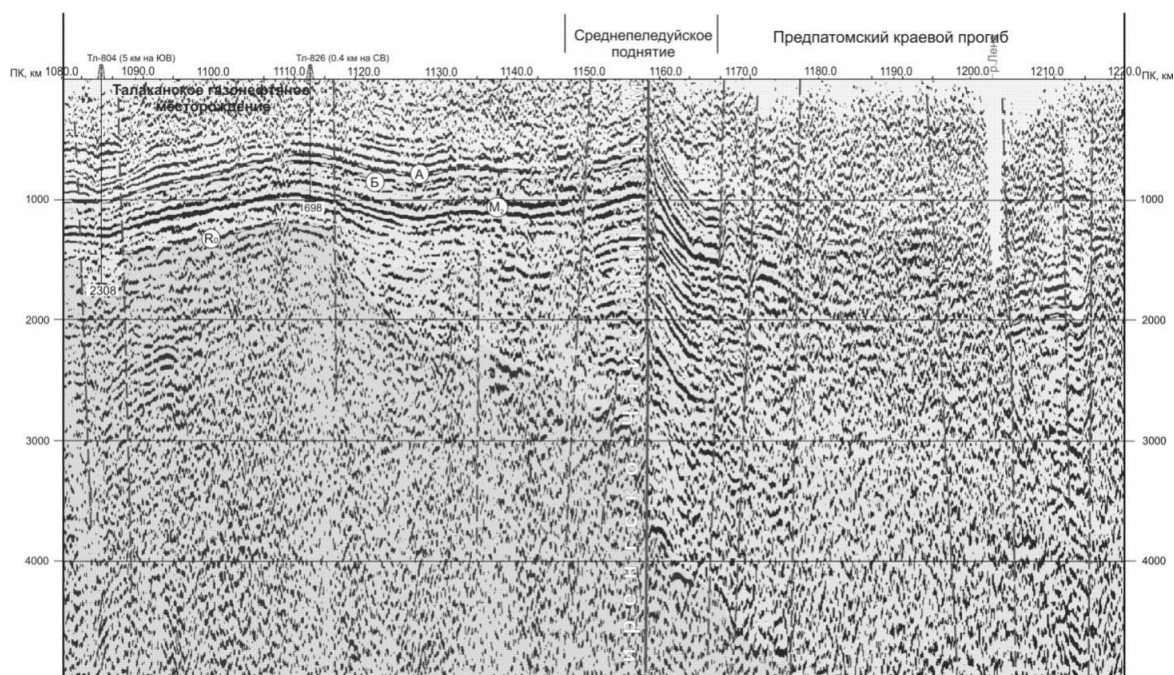


Рис. 3. Фрагмент профиля «Батолит» от Талаканской площади до р. Лена (по материалам ОАО «Енисейгеофизика»)

Подтверждение сейсморазведкой Среднепеледуйского поднятия увеличивает степень достоверности более крупного Чайкинского поднятия, расположенного на нераспределенном фонде нефтегазоперспективных земель.

Помимо геолого-тектонических предпосылок существования Чайкинского поднятия были проанализированы статистические характеристики линеаментов, выделенных сотрудниками ФГУП «СНИИГГиМС» Т.И. Ларионовой и А.П. Хилько при дешифрировании аэрофото- и космоснимков территории, охватывающей Чайкинское поднятие и смежные с ним участки. Согласно разработанной В.С. Старосельцевым [1989] в середине 70-х годов XX века методики прогноза погребенных поднятий («ПАНЛИС») пространственное совпадение отрицательных аномалий удельной протяженности линеаментов в окружении повышенных ее значений с положительной аномалией в отклонении их ориентировок относительно пиков региональной розы-диаграммы с высокой вероятностью свидетельствует о существовании погребенного тектонического поднятия. Эта методика была апробирована на геолого-геофизических материалах по северо-западу Сибирской платформы и получила убедительное

подтверждение при выполнении контракта по бассейну Амадеус в Центральной Австралии.

Анализ результатов дешифрирования аэрофото- и космоснимков бассейна р. Чайка (левого притока р. Лена) с использованием методики «Панлис» позволил наметить контур погребенного поднятия (см. рис. 1) в пределах Чайкинской более крупной погребенной структуры, выделенной с учетом виргации складок на поверхности. Соотношение их площадей составляет приблизительно 1 : 5. Важно подчеркнуть, что у северной границы поднятия, выделенного по методике «Панлис», на космоснимках разных лет над отчетливо дешифрированным разрывом то появляется, то отсутствует бурый треугольник на зеленом фоне растительности у разветвления руч. Огнели (левого притока р. Чайка). Представляется, что окрашенный в такие цвета треугольник периодически возникает на местности вследствие пульсирующих выходов по разрыву на поверхность углеводородных газов, которые могут при благоприятных условиях воспламеняться от грозовых разрядов и быстро обжигать приземную часть растений, крона которых в дальнейшем засыхает и приобретает на некоторое время бурый оттенок. Следует отметить, что этот треугольник находит отражение даже на топографических картах, составленных в определенные годы.

Анализ космоснимков показывает, что буроватые пятна на космоснимках фиксируются крайне редко. Одно из них, хотя и менее яркое, чем Огнельское, наблюдается южнее контуров Верхнечонского месторождения в районе скв. 804, приуроченной к грабену. Следовательно, нельзя исключать, что такие пятна могут возникать над дизъюнктивами, нарушающими целостность флюидоупоров вблизи скоплений углеводородов. При отсутствии на изучаемых участках результатов опережающих прямых геохимических методов поиска месторождений нефти и газа перманентное появление на космоснимках подобных описанным бурых пятен может служить косвенным подтверждением высокой вероятности существования скоплений углеводородов на глубине.

Учитывая изложенное, можно предварительно оценить нефтегазовый потенциал Чайкинского объекта. На рубеже силура-девона, в период главной латеральной миграции углеводородов (УВ) из Байкало-Патомской складчатой области на Сибирскую платформу [Мигурский, 1999, 2002; Мигурский, Старосельцев, 2000] поднятие представляло собой крупную (площадь от 160 до 800 км², амплитудой порядка 200 м) ловушку, расположенную на пути мигрирующих УВ. Скучивание складчато-надвиговых дислокаций с юга и юго-востока вокруг Чайкинского поднятия приводило к фокусировке отжимаемых УВ к центру поднятия.

Проведенный обзор строения толщи пород венда, заключенной между фундаментом и тирской (бюкской) свитой показывает, что содержание песчаников в ней составляет от 100 м на западе до 300 м на востоке ступени.

Следует также отметить, что в период главной фазы миграции УВ (около 400 млн. лет назад) породы осадочного чехла были менее уплотнены, чем в настоящее время. Связано это с тем, что уплотнение пород является функцией времени. К примеру, пустотность литифицированных песчаников,

формировавшихся около 600 млн. лет назад колеблется в интервале 0,2–2 %, для тех же пород с возрастом около 200 млн. лет она изменяется от 2 до 10 % [Duncan et al, 1968]. Отсюда вытекает, что на рубеже силура – девона коллекторы на рассматриваемом участке были развиты более широко, чем в настоящее время. Их заполнение углеводородами приводило к консервации коллекторских свойств песчаников, а сохранности самих залежей способствовало широкое развитие солей в тирской (бюксской) свите венда, и в усольской свите нижнего кембрия.

Даже приняв, что всего 10 % (в среднем 20 м) этих песчаников могли иметь на рубеже силура – девона 10 %-ную пористость, приходим к выводу, что ресурсы УВ на Чайкинском поднятии в терригенных коллекторах могут достигать от 0,8 до 4 млрд. м³ УУВ.

Нельзя исключать возможность формирования залежей и в карбонатных пластах венда и билирской свиты нижнего кембрия. Об этом свидетельствует увеличение органогенной составляющей в них ближе к фациям открытого моря, располагавшегося в центре Байкало-Патомского нагорья [Жарков, Чечель, 1973], а также результаты бурения в пределах Талаканского месторождения, Пилюдинско-Рассохинской зоны ловушек.

С целью подтверждения модели строения Чайкинского поднятия и оценки перспектив его нефтегазоносности рекомендуется постановка площадных сейсмических работ с опережающим бурением параметрической скважины для привязки опорных сейсмических отражений и построения сейсмоакустического разреза. Скважину глубиной 2700 м следует заложить в центральной части поднятия в бассейне р. Чайки как можно выше устья ее левого притока Огнели. На этом участке скважина при альтитуде около 250 м вскроет весь разрез осадочного чехла, включая верхние горизонты рифея, и существенно уточнит перспективы его нефтегазоносности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Жарков М.А. Осадочные формации кембрия Ангара-Ленского прогиба / М.А. Жарков, Э.И. Чечель. – Новосибирск: Наука, 1973. – 238 с.
2. Мигурский А.В. Главные фазы латеральной миграции углеводородов на юге Сибирской платформы / А.В. Мигурский // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные бассейны как саморазвивающиеся нелинейные системы. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 1999. – С. 162-164.
3. Мигурский А.В. Виргации дислокаций и прогноз погребенных поднятий в зоне сочленения Сибирской платформы с Байкало-Патомским нагорьем / А.В. Мигурский // Фундаментальные проблемы геологии и тектоники Северной Евразии. Тез. докл. – Новосибирск: СО РАН, филиал «Гео», 2001. – С. 42-44.
4. Мигурский А.В. Главные фазы миграции и направленность потоков УВ на юге Сибирской платформы / А.В. Мигурский // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. Материалы Международной конференции памяти академика П.Н. Кропоткина, 20-24 мая 2002 года. г. Москва – М.: ГЕОС, 2002. – С. 194-197.
5. Мигурский А.В. Дизъюнктивная тектоника и нефтегазоносность юга Сибирской платформы / А.В. Мигурский, В.С. Старосельцев // Состояние и перспективы развития сырьевой базы углеводородов России. – СПб., 2000. – С. 159-168.
6. Старосельцев В.С. Тектоника базальтовых плато и нефтегазоносность подстилающих отложений / В.С. Старосельцев. – М.: Недра, 1989. – 259 с.

7. Duncan N., Dunne M.H., Petty S. Swelling characteristics of rock // Water Power, 1968.– V.20.– № 5.–P.185-192.

© *А.В. Мизурский, В.С. Старосельцев, 2007*

ПРОБЛЕМА НЕФТЕНОСНОСТИ ОЗЕРА БАЙКАЛ

Проявления нефти на восточном берегу Байкала были известны местному населению с древних времен. Как научная, проблема нефтегазоносности озера и Байкальской рифтовой зоны впервые возникла в начале XVIII века, когда в 1833 г. в ходе экспедиции члена Петербургской Академии наук И.Г. Гмелина были впервые описаны выходы нефти вдоль восточного берега оз. Байкал.

Последняя крупномасштабная акция по поискам нефти на Байкале была осуществлена в начале пятидесятых годов В.В. Самсоновым, Г.П. Пономаревой и другими [5]. В этот период на территории дельты р. Селенги были пробурены одна опорная и три глубоких структурно-поисковых скважины, нефтепроявлений в которых практически установить не удалось.

Первые специальные химические исследования байкальских нефтей были проведены сотрудниками Института нефти АН СССР в 1958 году [4]. Венчает этот тридцатилетний период изучения геохимии нафтидов работа А.Э. Конторовича и других [2].

По инициативе академика А.Э. Конторовича летом 1999 г. В.И. Москвиным и В.А. Хуторянским в 100 м от устья р. Стволовая были собраны пробы густой нефти, которые периодически поднимаются здесь в виде мелких (диаметром 2–3 мм) шариков с глубины 10 м. Экспертно мощность источника оценена в 0,1–0,3 тонн нефти в год.

Летом 2004 года в 1150 метрах от устья рек Б. и М. Зеленовская (мыс Толстый), во время междисциплинарной экспедиции на НИС «Г.Ю. Верещагин» с поверхности вод собрана нефть, также периодически (с пятиминутным интервалом) поднимающимися более крупными шариками (диаметром 0,5–1,0 см) с глубин 200–280 метров. Дальнейшие наблюдения показали, что на фоне этого периодического процесса иногда на поверхность всплывают более крупные по размерам (нескольких квадратных метров) скопления. Судя по площади единого радужного пятна, на поверхность воды в этом месте за год попадает более 2 тонн тяжелой нефти.

Результаты исследования ароматико-нафтеновых нефтей, собранных в устье р. Стволовая и нефтей с устья рек Б. и М. Зеленовская подтвердили, что в их составе преобладают углеводороды – 70,5 %, смолы составляют – 22–23 %, асфальтены – 7–8 %. На хроматограммах нефтей наблюдается характерный «нафтеновый горб» и, что очень важно, – это отсутствие нормальных алканов, ациклических изопреноидов и монометилалканов, что указывает на воздействие процессов биodeградации [Петров, 1984, Jobson, 1979]. В составе стеранов нефтей в максимальных концентрациях – 42–52 % на сумму стеранов C_{27} – C_{29} находятся этил-холестаны. Среди терпанов гопапы существенно (79–81 %) преобладают над трициклическими хейлантанами. Роль трицикланов сравнительно невелика – 9–12 %. Концентрации трицикланов C_{20} , C_{23} – C_{26} примерно равные. Величина трицикланового индекса равна 0,66. Обращает на себя внимание обогащенность тяжелым углеродом изотопного

состава: $\sigma^{13}\text{C} = -27,16 - -26,60 \text{ ‰}$). Значения биомаркерных показателей катагенеза соответствует градации МК₂ и глубине погружения нефтепроизводящих отложений не менее чем на 3 км.

Летом 2005 и 2006 гг. в ходе экспедиционных работ на НИС «Г.Ю. Верещагин» исследовалось нефтепроявление у мыса Горевой Утес. Установлено, что в данном районе с глубин 860–900 м вместе с газом всплывают капли нефти. Геохимиками ЛИН СО РАН установлено, что нефть малосернистая (0,1 %), в ней идентифицированы нормальные алканы $\text{C}_9\text{--C}_{29}$ с максимальным содержанием гомологов $\text{C}_{15}\text{--C}_{20}$, нормальные алкилциклогексаны $\text{C}_8\text{--C}_{32}$, с максимальными концентрациями $\text{C}_{13}\text{--C}_{15}$. Величина соотношения пристан/фитан равна 3,8.

Обратим внимание на некоторые важные особенности этого нефтепроявления. Во-первых, в отличие от описанных ранее здесь вследствие испарения легких фракций ощущается запах бензина. Во-вторых, в водной толще на глубинах 900–500 м присутствует газовый «факел», оказывающий существенное влияние на режим нефтепроявления. В результате холодного «кипения» на поверхности воды образуется пена из волосовидных кристаллов парафинов желтого цвета. Возможно, что эта пена, достигает берегов и образует на суше скопления озокерита, известного в научной литературе под названием байкерит.

Согласно предварительной оценке мощность источника у мыса Горевой Утес более 3,6–4,0 тонн в год.

В 2006 году опубликованы данные детальных исследований терпанов в пробах нефти из трех вышеуказанных пунктов [1]. Здесь мы впервые приводим данные о пробах нефти, отобранных с поверхности воды у м. Горевой Утес и составе экстрактов донных осадков в этом районе с глубины 860 м.

Масс-хроматограммы по общему ионному току показали весьма существенные различия в степени бактериальной деградации поверхностной и донной проб. Если первая может считаться практически не задетой бактериальным окислением, то в донной наблюдается полное отсутствие нормальных алканов и на фоне «нафтенных горбов» достаточно высокие концентрации сесквитерпанов, изопренов и гопанов.

Сканирование по фрагментным ионам m/z 123, 179, 193 и 207 позволило идентифицировать целый набор сесквитерпанов ряда дримана и гомодримана. Большинство исследователей считают, что соединения с подобными структурами тесно связаны с терпенами высшей наземной растительности.

Трициклические углеводороды гомологического ряда хейлантанов (сканирование по m/z 191) представлены незначительными концентрациями главным образом углеводородов C_{19} и C_{20} , что в целом характерно для нефтей «континентального» происхождения. Гопаны представлены полным рядом регулярных структур от C_{27} до C_{35} . Последние два гомогопана (S и R) присутствуют в виде следов, что также свидетельствует о формировании исходного для нефти органического вещества в пресноводных условиях с окислительной обстановкой в диагенезе.

Сканирование по фрагментному иону m/z 191 и «массовому» иону m/z 412 показало, что в составе тритерпанов, наряду с собственно гопаном и моретаном, может быть идентифицировано еще четыре пятикольчатых структуры с числом атомов углерода C_{30} . Одна из них по времени удерживания может быть однозначно определена как олеанан, другая, элюирующаяся непосредственно за адиантаном, с фрагментом m/z 369 – как диагопан.

Наличие олеанана в байкальских нефтях однозначно свидетельствует об участии в ее образовании остатков высших ангиоспермовых растений и, как правило, свидетельствует об озерном или дельтовом происхождении нефтематеринских свит мелового и более позднего возраста.

Все авторы, идентифицировавшие диагопан в нефтях из различных бассейнов, отмечают, что этот биомаркер связан с исходным органическим веществом терригенных, часто угленосных отложений и отвечает окислительным условиями их преобразования в диагенезе.

Два других гопана обозначены нами как неизвестные Y- C_{30} и Z- C_{30} . Первый из них элюируется между гопанами C_{27} (Ts и Tm), второй - непосредственно перед адиантаном. К сожалению, одних масс-спектрометрических данных недостаточно для точной расшифровки структур обнаруженных гопаноидов.

Достаточно интенсивные пики β -каротана были установлены в биodeградированных нефтях проявлений напротив устьев рек Зеленовская и Стволовая. В поверхностных и донных нефтепроявлениях мыса Горевой Утес концентрации β -каротана незначительны и идентифицируются лишь на масс-фрагментограммах m/z 125. Каратиноиды, включающие высоко ненасыщенные органические компоненты, встречаются во многих организмах и растениях, а их насыщенные аналоги нередко отмечаются в нефтях и природных битумах. Напомним, высокие концентрации β -каротана были установлены в озерных сланцах формации Грин-Ривер.

Для нефтепроявлений Байкала особое значение имеют процессы, происходящие с нефтью на дне, в водной толще и на её поверхности нефтей мыса Горевой Утес из донных осадков, с поверхности воды и состава пены. В экстрактах нефти из донных осадков по сравнению с нефтью, собранной поверхности воды в 2006 году содержится больше смол (на 8,5 %) и ароматических углеводородов (на 7,8 %). Вследствие поглощения смол и ароматических УВ в процессе миграции нефти через 900 метровую толщу воды в составе её на 15,7 % увеличилось количество насыщенных УВ. Величина отношения насыщенные УВ/ ароматические УВ в донных осадках в среднем составляет 1,17, а в нефти с поверхности – 2,12. Еще более разительные отличия этих параметров при сравнении с пробой нефти 2005 года. Концентрация смол в битумоиде донных осадках на 10,8 % больше, чем в нефти, а ароматических УВ – на 12 %. Благодаря остаточному накоплению содержание насыщенных УВ возросло на 24,7 % (!), а величина отношения насыщенные УВ/ ароматические УВ увеличилась до 3. В пене по сравнению с исходной нефтью на 8 % уменьшается общее количество углеводородов (при неизменной величине отношения насыщенные УВ/ароматические УВ).

Совокупность приведенных нами данных позволяет утверждать, что источником байкальской нефти является органическое вещество, захоронившееся в пресноводных водоемах. В нем наряду с остатками живого вещества озерных организмов значительную роль играло органическое вещество, источником которого были заносимые в водоем остатки высшей наземной растительности. Возраст нефтематеринских отложений не может быть древнее времени появления на суше ангиспермовых растений, т. е. мелового периода. Все вышеперечисленное существенно отличает байкальские нефти от верхнепротерозойских и кембрийских нефтей Сибирской платформы, в том числе молодые озерные нефти отличаются меньшей концентрацией этилхолестанов, низкой концентрацией трицикланов, и сравнительно тяжелым изотопным составом углерода в отличие от древних нефтей, где $\delta^{13}\text{C}$ лежит в интервале от -32 до -35 ‰.

Для кайнозойских осадочных бассейнов имеет место стохастическая зависимость между начальными геологическими ресурсами углеводородов Q в млн. т условных углеводородов (УУВ) и объемом эффективного осадочного выполнения бассейна $V_{\text{эф}}$. Под эффективным мы понимаем объем осадочного выполнения бассейнов без верхних комплексов пород (толщиной 2.6 км), не достигших главной зоны нефтеобразования. Зависимость имеет вид

$$\ln Q = 4,60 + 0,69 \ln V_{\text{эф}}$$

Согласно выполненной оценке суммарный объем осадочного выполнения байкальских бассейнов равен 75 тыс. км³, эффективный – 15 тыс. км³. С доверительной вероятностью 0,75 можно утверждать, что начальные геологические ресурсы УУВ в осадочных бассейнах акватории Байкала находятся в интервале от 250 до 2 100 млн. т УУВ, наиболее вероятное значение 500 млн. тонн [3].

По разнообразному набору молекул-хемофоссилий (сесквитерпаны, стераны, секогепаны, новые структуры гопанов, олеонан, каротаны и т. п.) байкальские нефти могут считаться уникальными. Эта уникальность нефти обусловлена её молодым возрастом и специфичностью исходного ОВ, представляющего смесь компонентов озерного и наземного происхождения.

Авторы исследовали три нефтепроявления, находящихся в зоне гипергенеза в разных фазах своего развития. Если нефть у мыса Горевой Утес может рассматриваться как не измененная, то в нефтях у мыса Толстый и устья пади Ключи-Стволовая вследствие биodeградации произошло снижение количества алкановых УВ в противовес остаточному накоплению терпанов. По составу исходная алкановая парафинистая нефть трансформировалась в ароматико-нафтеновую. В начальную фазу гипергенеза при миграции нефти через водную толщу поглощаются смолистые вещества и ароматические углеводороды. На поверхности воды испаряются легкие фракции УВ и образуется пена, состав которой отличается от исходной парафинистой нефти большим количеством смол и асфальтенов. Далее, при постоянном снижении мощности источника, нормальные и разветвленные алканы (в том числе изопреноиды) практически

полностью уничтожаются бактериями. При дальнейшем окислении ароматико-нафтеновой нефти образуются асфальты.

Выбросы нефти в истории Байкала случались неоднократно, свидетельством чего являются скопления байкерита и твердых битумов. Как ни парадоксально, но вследствие геологических процессов нефть и продукты её преобразования стали постоянными компонентами экосистемы восточного побережья Центральной котловины озера.

Месторождения углеводородов в осадочных бассейнах озера Байкала в дельтовых осадках р. Селенга, могут быть найдены. Однако это потребует огромных инвестиций в нефтепоисковые работы. При серьезном развороте геологоразведочных работ они будут доступны для эксплуатации не ранее, чем через 10–15 лет. Ресурсы месторождений не так велики и будут уступать одному Кавыктинскому месторождению в Иркутской области. Ущерб же от загрязнения Байкала при проведении поисковых, разведочных и эксплуатационных работ в акватории озера или в непосредственной близости от него может быть огромен и невосполним.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Терпаны нефтей озера Байкал / В.А. Каширцев и др. // Нефтехимия. – 2006. – Т. 46, № 4. – С. 243-250.
2. Конторович, А.Э. Геохимия нафтидов и проблема генезиса байкальской нефти / А.Э. Конторович, Д.И. Дробот, Р.Н. Преснова // Сов. геология. – 1989. – № 2. – С. 21-29.
3. Проблема нефтегазоносности озера Байкал и Усть-Селенгинской впадины / А.Э. Конторовичи др. // Перспективы нефтегазоносности Байкала и Западного Забайкалья. – Улан-Удэ, 2003. – С. 84-89.
4. Пуцилло В.Г. Нефти, битумы и битуминозные породы района оз. Байкал / В.Г. Пуцилло, С.И. Миронов // Нефти и битумы Сибири. – М., 1958. – С. 7-53.
5. Самсонов В.В. Происхождение байкальской нефти и проблемы нефтегазоносности Бурятии / В.В. Самсонов // Проблемы сибирской нефти. – Новосибирск, 1963. – С. 127-150.

© А.Э. Конторович, В.А. Каширцев, В.И. Москвин, Л.М. Буриштейн, Е.А. Костырева, О.М. Хлыстов, 2007

УДК 553.98 (571.1)

А.Э.Конторович, А.Н.Фомин, Н.В.Сенников, А.И.Зайцев, Е.А.Зубова, Л.С.Ямковская
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Новосибирск

ПРЯМЫЕ ПОИСКИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ СТЕПНОГО АЛТАЯ МЕТОДОМ ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ ПО СНЕГУ

Прямые методы поисков залежей углеводородов (УВ) начали разрабатываться в первой половине 20-го столетия. Но широкое применение, как в России, так и за рубежом, получили только в последние десятилетия. Внастоящее время все большую актуальность приобретает внедрение новых малозатратных технологий, пригодных для предварительной оценки слабоизученных территорий с целью использования сейсморазведки лишь на перспективных участках. Наиболее быстрым и недорогим методом

дистанционных поисков нефтегазовых залежей является газогеохимическая съемка по снегу. Она является одним из вариантов прямых геохимических методов прогноза нефтегазоносности территорий, адаптированным к условиям Западной Сибири. Снежный покров представляет собой более однородную в геохимическом отношении среду, чем воздух, поверхностные воды, почвы, осадки и осадочные породы. Снежный покров, за счет сложной структуры снежинок легко адсорбирует газы, а также хорошо экранирует газовый поток, способствуя накоплению в нем углеводородов в достаточных объемах.

Кроме того, в зимнее время биохимические процессы заторможены (в растительных остатках приостановлено гниение, приводящее к выделению газов) и не так сильно, как летом, «дополняют» объем и «искажают» состав газового потока, поднимающегося от залежей УВ. Данные площадной газогеохимической съемки демонстрируют связь геохимических аномалий с нефтегазоносностью, независимо от глубины залегания залежи. Для проведения работ доступны практически любые участки, что особенно ценно в условиях заболоченной равнины Западной Сибири. Метод газовой съемки по снегу позволяет фиксировать положение границ геохимических аномалий с достаточно высокой точностью. Результатом газогеохимической съемки могут быть различные схемы: разделения территории на зоны по перспективности; распространения покрывки над нефтеносным коллектором; прогноза контуров продуктивности. С учетом таких схем объемы более дорогих геологоразведочных работ размещаются в тех местах, где выявлены признаки нефтегазоносности. Размеры выделяемых первоочередных участков, как правило, не превышают 10–20 % от площади поисковых работ.

На территории Западной Сибири коллектив Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН уже более 20 лет проводит работы по исследованию углеводородных проявлений в нижней части снежного покрова. Для проведения этих работ сконструированы и изготовлены пробоотборники, термовакуумные дегазаторы, усовершенствованы газовые хроматографы. За период наших работ по газогеохимической съемке в Западной Сибири (преимущественно Шаимский нефтегазоносный район) исследовано более 10 000 проб снега, выделено 288 аномалий различной протяженности и контрастности, перспективных на открытие (или оконтуривание, если это разведка) залежей нефти и газа, выданы рекомендации на бурение или снятия с плана более 100 поисковых и разведочных скважин.

Эффективность газовой съемки по снегу весьма высокая, несмотря на неудачи на ряде объектов. Распределение аномалий по площади, выявленное при проведении детальных геохимических работ, достаточно четко отражает контуры залежей. Главным результатом этих экономически выгодных и эффективных исследований является определение границ продуктивности и корректировки размещения разведочных скважин. Эта технология уже опробована на практике. Так, по данным одного из основных наших заказчиков ОАО «Лукойл-Урайнефтегаз», на площадях, не охваченных газогеохимической съемкой, среди поисковых и разведочных скважин продуктивными оказались

только 31 %, а на выявленных газовых аномалиях – 79,5 %, т. е. в 2,5 раза больше.

С 2003 года прямые поиски залежей углеводородов по заказу Администрации Алтайского края были начаты на территории Степного Алтая. Нефтегазоносность осадочных отложений Алтайского края до настоящего времени изучена довольно слабо. Традиционно считалось, что перспективы нефтегазоносности этой территории близки к нулю: преобразованность палеозойских пород исключительно велика, а мезозойских крайне низка. На всех картах перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции территория Алтайского края была показана как бесперспективная для поисков нефти и газа. Такие оценки ввиду недостатка специальной информации основывались, главным образом, на общегеологических критериях – фациальный состав, литология, мощности осадков. При этом учитывались геофизические (гравиметрические и аэромагнитные данные) и гидрогеологические показатели.

При постановке работы коллектив Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН отказался от этой априорно негативной точки зрения о перспективах нефтегазоносности территории Алтайского края, которая делает нецелесообразным проведение любого исследования. Маломощные (первые сотни метров) мезозойские отложения изначально были исключены из перспективных объектов. Полученные нами данные по геохимии органического вещества палеозойских осадочных комплексов складчатого обрамления крайнего юга Западно-Сибирской геосинеклизы позволили предположить, что в пределах Степного Алтая под покровом мезозойско-кайнозойских отложений в этих комплексах находятся отдельные участки умеренно преобразованных пород, в которых возможно сохранение легких сингенетичных нефтей и конденсатов. Тем более, на ряде площадей Западной Сибири из карбонатных отложений палеозоя с умеренным катагенезом были получены притоки сухого и жирного газа. В связи с этим, именно палеозойские толщи Степного Алтая являлись объектами нашего исследования. Однако отсутствие конкретных данных по нефтегазоносности осадочных отложений изучаемой территории, не позволило нам наметить первоочередные районы нефтепоисковых работ до начала газогеохимической съемки по снегу. В связи с этим, сначала были проведены региональные газогеохимические работы, целью которых было выделить наиболее перспективные участки для дальнейших детальных исследований. В результате этих работ было отработано 16 профилей общей протяженностью порядка 2500 км. Расстояние между профилями составляло 40–150 км в зависимости от наличия дорог и возможности проезда по ним (снежные заносы), а между точками отбора проб – 2.0–3.0 км, на отдельных участках профилей – 1.0 км. Было отобрано 820 проб снега вдоль шоссейных дорог при удалении от них на расстояние 150–200 м. В качестве нефтегазопоисковых показателей использовались содержания различных углеводородных газов, поскольку часть из них могла поступать в приповерхностную зону непосредственно из залежей нефти и газа.

Интерпретация полученных геохимических данных позволила выделить четыре участка (Панкрушихинский, Тальменский, Залесовский, Шипуновский), на территории которых в снежном покрове отмечались повышенные содержания углеводородных газов. В зимние периоды 2004–2006 гг. на этих участках была проведена площадная газогеохимическая съемка по снегу. На отдельных площадях этих участков, на территории которых были зафиксированы повышенные концентрации углеводородных газов, для мониторинга и нивелировки отклонений ежегодно проводился повторный отбор проб снега по более частой («густой») сетке профилей с целью проверки выделенных геохимических аномалий. Пробы снега помещались в стеклянные банки, для которых были изготовлены крышки из нержавеющей стали со специальными приспособлениями для герметизации и подачи газовой фазы после дегазации снега на хроматограф. Пробы отбирались во время лыжных маршрутов и вдали от населенных пунктов, а при наличии доступных для автомобильного транспорта шоссейных дорог – вдоль них (на расстоянии 150–200 м от трассы). Протяженность профилей обычно составляла 20 км, а расстояние между ними в зависимости от ландшафта местности – 1–3 км. Если после первоначальной интерпретации материала выделялись площади с повышенными концентрациями углеводородных газов в пробах снега, расстояние между профилями уменьшалось до 1.0 км. Пробы снега отбирались через 250 м, иногда реже в зависимости от наличия природных преград (озера, заболоченная местность, населенные пункты и др.). Привязка точек отбора проб к топографическим картам осуществлялась с помощью GPS навигаторов. Период времени от отбора пробы до ее анализа не превышал двух суток.

Согласно практике проведения газогеохимической съемки по снегу объектами оценки могут являться нефтегазоносные районы, месторождения нефти и газа, а также перспективные для поисковых работ участки и площади. В качестве основных показателей для выделения нефтегазоперспективных площадей нам служили концентрации следующих углеводородных газов в пробах снега: пропана (C_3H_6); суммы предельных углеводородов C_2 – C_4 (этан + пропан + изо-бутан + нормальный бутан); суммы непредельных углеводородов C_2 – C_4 (этилен + пропилен + сумма бутенов); суммы предельных углеводородов C_2 – C_4 + суммы непредельных углеводородов C_2 – C_4 ; суммы пентана и гексана (C_5 + C_6). Концентрации отдельных газов (фоновые значения, превышающие фоновые и аномальные содержания) на одном из профилей Панкрушихинского участка наглядно показаны на рис. 1, 2. Основные принципы выделения нефтегазоперспективных участков и площадей показаны в табл. 1.

В результате интерпретации всех газогеохимических данных по четырём объектам исследования было выделено *одиннадцать* в разной степени нефтегазоперспективных (высоко-, средне- и малоперспективных) площадей с повышенными концентрациями углеводородных газов в снежном покрове. Из них три отнесены к категории высокоперспективных площадей. Именно на этих площадях необходимо проведение площадных сейсморазведочных работ, с целью выявления глубин залегания и внутреннего строения палеозойских толщ.

По нашей рекомендации региональные сейсморазведочные работы через Панкрушихинский и Шипуновский участки начаты в 2006 году.

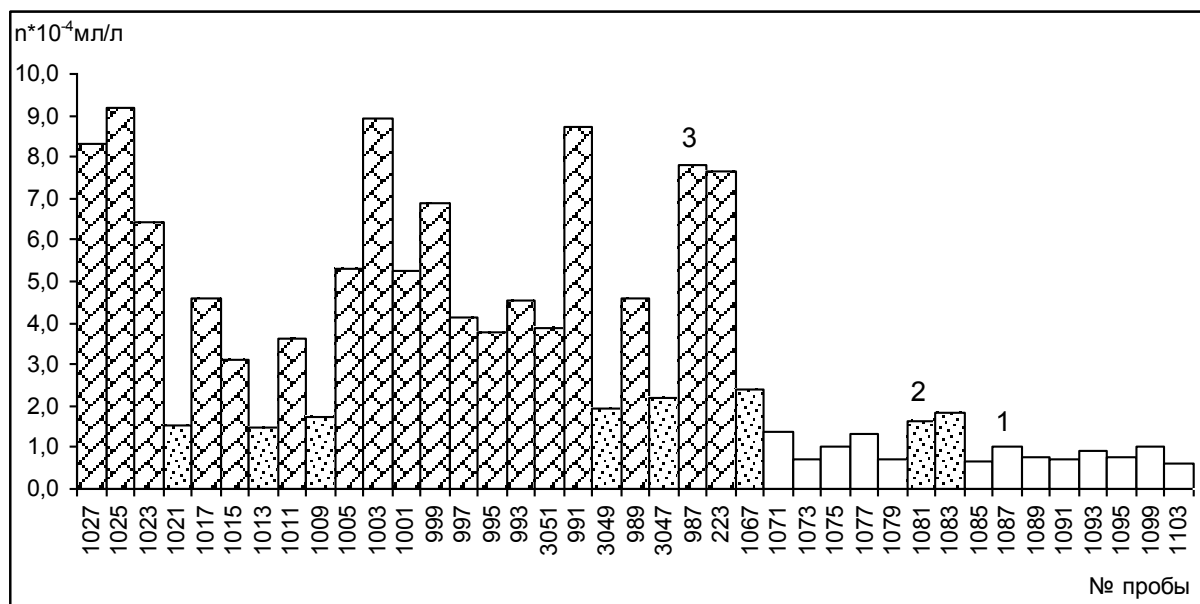


Рис. 1. Гистограмма распределения концентраций ($n \cdot 10^{-4}$ мл/л) суммы предельных + суммы непредельных углеводородов C_2 - C_4 в пробах снега на одном из профилей Панкрушихинского участка.

Условные обозначения. 1–3 – концентрации углеводородных газов в пробах снега: 1 – фоновые, 2 – превышающие фоновые, 3 – аномальные

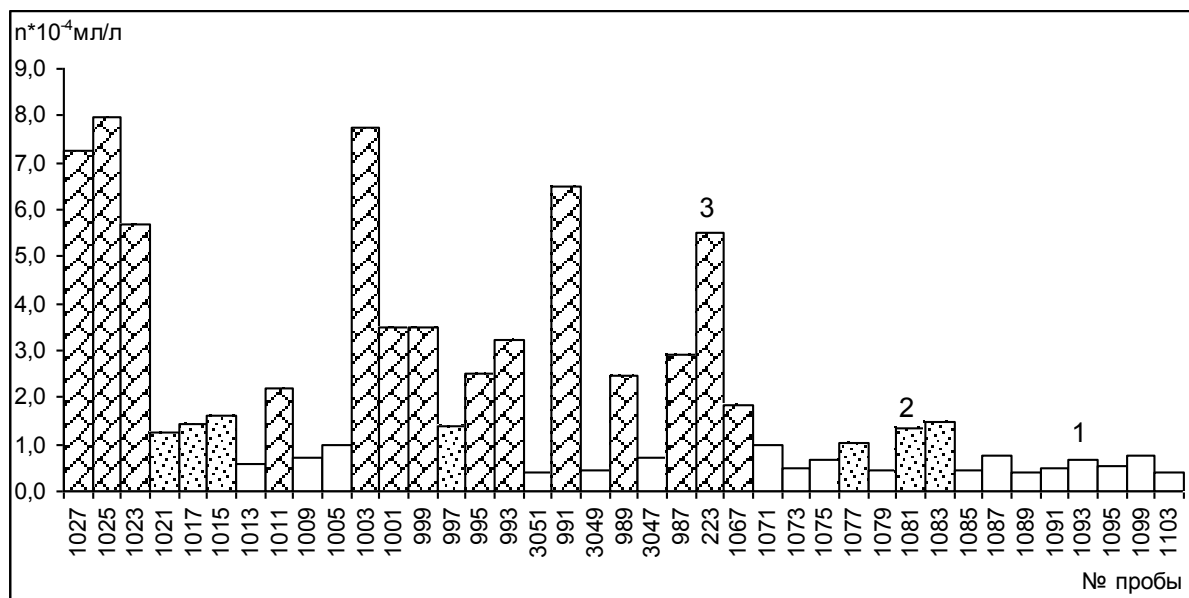


Рис. 2. Гистограмма распределения концентраций ($n \cdot 10^{-4}$ мл/л) пентана и гексана (C_5 + C_6) в пробах снега на одном из профилей Панкрушихинского участка (условные обозначения на рис. 1)

Таблица 1. Критерии оценки нефтегазоперспективности участков по материалам газогеохимической съемки по снегу

Критерий оценки перспективности	Характеристика критерия перспективности
<i>Группа I - по газогеохимическим данным</i>	
Превышение аномальных концентраций углеводородных газов над их фоновыми значениями (контрастность) в пробах снега.	1. На высоко нефтегазоперспективных участках (площадях) в 3-5 раз и более. 2. На нефтегазоперспективных участках (площадях) в 2-3 раза.
Аномально высокие значения по максимальному числу показателей (содержания различных углеводородных газов в пробах снега).	1. На высоко нефтегазоперспективных участках (площадях) не менее чем по 3-4 показателям. 2. На нефтегазоперспективных участках (площадях) не менее чем по 2 показателям.
Масштабы аномальности содержания углеводородных газов.	На высоко нефтегазоперспективных участках (площадях) не менее чем в 10-20 раз.
<i>Группа II - по площадному распределению аномалий и «выдержанности» их во времени</i>	
«Стабильность» проявления повышенной аномальности содержания углеводородных газов во времени в одной и той же точке (и группе точек) наблюдения в течение нескольких лет.	1. На высоко нефтегазоперспективных участках (площадях) наблюдения (мониторинг) не менее 3 лет. 2. На нефтегазоперспективных участках (площадях) наблюдения (мониторинг) не менее 2 лет.
Площадь «сосредоточения» («компактность расположения») точек с аномальными концентрациями углеводородных газов.	1. На высоко нефтегазоперспективных участках (площадях) расстояния между точками отбора проб снега составляют не более 0,5-1,0 км. 2. На нефтегазоперспективных участках (площадях) расстояния между точками отбора проб снега составляют не более 2,0-3,0 км.
Локализация «компактно» расположенных точек с аномальными содержаниями углеводородных газов («перспективная площадь») в пределах более крупной территории («перспективный участок»).	Высоко нефтегазоперспективная площадь занимает менее 20 % территории перспективного участка.
Наличие соседствующих «компактных» газогеохимических аномалий («перспективная площадь») с рассматриваемой компактной аномалией («перспективной площадью») в пределах более крупного перспективного участка.	Наиболее нефтегазоперспективная площадь – это единственная площадь на перспективном участке. Чем больше перспективных площадей на участке, тем сложнее организация нефтегазоперспективных работ, связанная со сложностью геологического строения и меньше вероятность нахождения крупных залежей углеводородов.

© А.Э. Конторович, А.Н. Фомин, Н.В. Сенников, А.И. Зайцев, Е.А. Зубова, Л.С. Ямковая, 2007

ПРОГНОЗ СОХРАННОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ УВ В ЮЖНО-ТУНГУССКОЙ НГО И НА СОПРЕДЕЛЬНЫХ ПЛОЩАДЯХ ПОСЛЕ ВНЕДРЕНИЯ ТРАППОВ

Тунгусский нефтегазоносный осадочный бассейн (вместе с Южно-Тунгусской НГО) относится к бассейнам перезрелого типа с преимущественно сульфатно-карбонатным осадочным выполнением. К моменту максимального проявления траппового магматизма процессы нефтегазогенерации в нем были в основном закончены и траппы повлияли в первую очередь на перераспределение углеводородных скоплений. При этом какая-то часть углеводородов была уничтожена, какая-то часть претерпела существенные фазовые изменения (нефть была преобразована в основном в сухой газ) и изменился вещественный состав УВ-флюидов – это высокосернистые меркаптановые нефти, в газах – в значительных количествах присутствуют (кроме метана) углекислый газ и сероводород. С одной стороны это несколько осложнит эксплуатацию месторождений, с другой – повышает ценность УВ как химического сырья.

Основные ресурсы УВ безусловно сосредоточены в отложениях, не подвергнутых внедрениям базитовой магмы, а именно к вендским и рифейским толщам. Поиски месторождений в этих образованиях следует сосредоточить в сводовых и присводовых частях крупных поднятий, осложняющих Южно-Тунгусскую НГО. В меньшей степени продуктивны будут образования кембрия. Из них в первую очередь следует сосредоточить внимание на осинском (моктаконском) горизонте на тех территориях, где он был нагрет до температур менее 300° С. Существенный интерес представляет и верхняя часть нижнего – нижняя часть среднего кембрия – дельтулинская и таначинская свиты и их аналоги. Однако здесь территория поисковых работ еще более сокращается: эти толщи более насыщены трапповыми интрузивами, чем нижележащие; вместе с тем, широкое распространение ловушек рифового типа и хорошие коллекторские свойства позволяют считать эту толщу (наряду с осинским горизонтом) одной из наиболее перспективных в кембрийском разрезе Южно-Тунгусской НГО.

В верхней части разреза, еще не прошедшей главную зону нефтеобразования, траппы способствовали ускоренному созреванию ОВ и образованию углеводородных скоплений. Безусловно, что ресурсы в этой части разреза будут меньше, чем в нижележащих толщах, но поисковые работы значительно облегчаются хорошей доступностью продуктивных толщ буровыми работами.

Южно-Тунгусская нефтегазоносная область, обладающая крупными размерами и мощным осадочным выполнением, является высокоперспективной территорией на нефть и газ, несмотря на весьма широкое развитие траппового магматизма. Уже сейчас здесь обнаружены Моктаконское и Таначинское месторождения углеводородов.

Результаты реконструкции максимального нагревания вмещающих пород магматическим теплом и моделирования взаимодействия мультисистемы углеводороды – пластовая вода – сульфатно-карбонатные породы при температурах контактового метаморфизма и катагенеза, обусловленного трапповыми интрузивами, позволили дифференцировать площадь ЮТ НГО и сопредельных территорий по степени влияния траппового магматизма на залежи углеводородов (при прочих равных условиях).

В зонах магмоподводящих каналов (по предварительным расчетам на удалении от канала на 1–1,5 км) углеводороды подвергнутся полной деструкции на графит (нефтяной кокс) и комплекс соответствующих газов.

На территориях, нагретых до 400° С и выше сохранность залежей будет очень плохая. Сохранится не более 10 % залежей, залежи будут газовые, подавляющее большинство газов будет представлено углекислым газом и сероводородом. Метан может присутствовать в очень небольших количествах. Во вмещающих породах присутствует самородная сера.

На территориях, нагретых от 300 до 400° С сохранность залежей будет плохая. Сохранится не более 30 % залежей. Залежи газовые, в газах преобладает углекислый газ, затем метан и сероводород. Не исключена маломощная нефтяная оторочка. Нефти высокосернистые, тяжелые. Могут присутствовать меркаптаны. Во вмещающих породах встречается самородная сера.

На территориях, нагретых до 300–100° С сохранность залежей средняя. Сохранится 60–70 % залежей. Залежи газонефтяные, преимущественно метановые. В небольших количествах могут присутствовать углекислый газ, сероводород, конденсатные газы. Нефти высокосернистые, меркаптановые, тяжелые.

На территориях, нагретых до 100° С и ниже залежи сохраняются почти полностью (до 90 % и более). Залежи нефтегазовые. Нефти преимущественно малосернистые. В случае присутствия во вмещающих породах большого количества ангидрита, в нефтях присутствуют меркаптаны. Газы метановые, конденсатные. В малых количествах присутствуют углекислый газ, сероводород.

Для двух наиболее перспективных продуктивных горизонтов – моктаконского и таначинского, были построены схематические карты прогноза влияния траппового магматизма на сохранность и качество залежей, сформировавшихся в сульфатно-карбонатных породах венда и нижнего кембрия, что показано на рис. 1, 2 (при прочих равных условиях). На них четко видно, что наиболее перспективным является самый нижний горизонт – моктаконский (осинский). Таначинский горизонт нагрет траппами значительно интенсивнее, чем моктаконский, что существенно снизило его нефтегазовый потенциал (см. рис. 2).

Безусловно, карты подобного рода являются вспомогательными документами при составлении карт прогноза крупных платформенных территорий и количественной оценке нефтегазоносных провинций и областей. Такие прогнозы должны учитываться не только при прогнозировании крупных

зон нефтегазонакопления, но и при определении основных направлений работ, направленных на открытие отдельных месторождений нефти и газа.

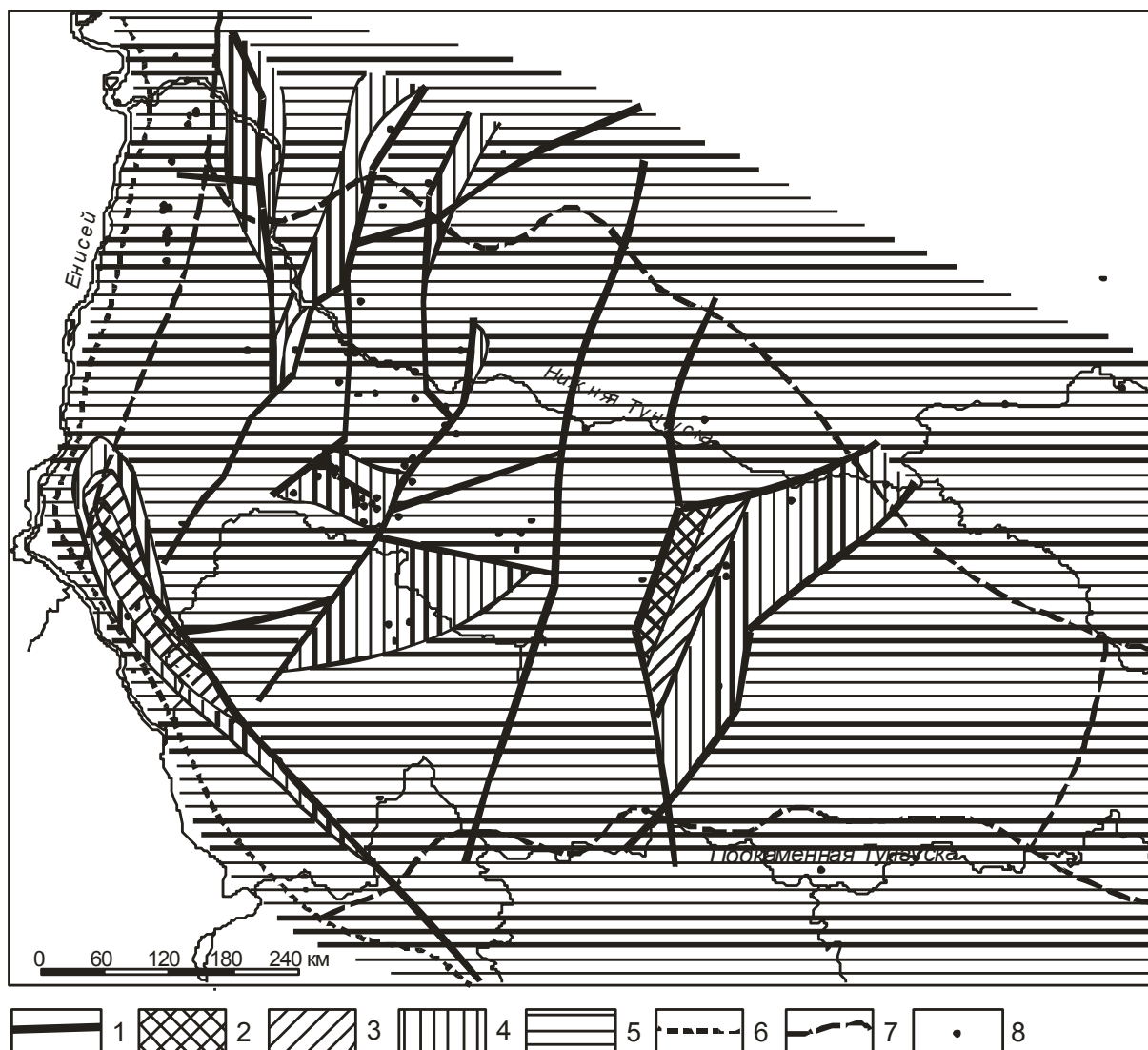


Рис. 1. Схематическая карта прогноза сохранности и качества залежей углеводородов моктаконской свиты (осинского горизонта), подвергшихся воздействию интрузивных траппов Южно-Тунгусской НГО и сопредельных территорий:

1 – зоны подводящих каналов. Полная деструкция углеводородов. 2–5 – сохранность залежей: 2 – очень плохая (температура нагрева более 400°С); 3 – плохая (температура нагрева 400–300 °С); 4 – средняя (температура нагрева 300–100 °С); 5 – хорошая (температура нагрева до 100 С). 6 – граница Южно-Тунгусской нефтегазоносной области, 7 – граница Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, 8 – скважины

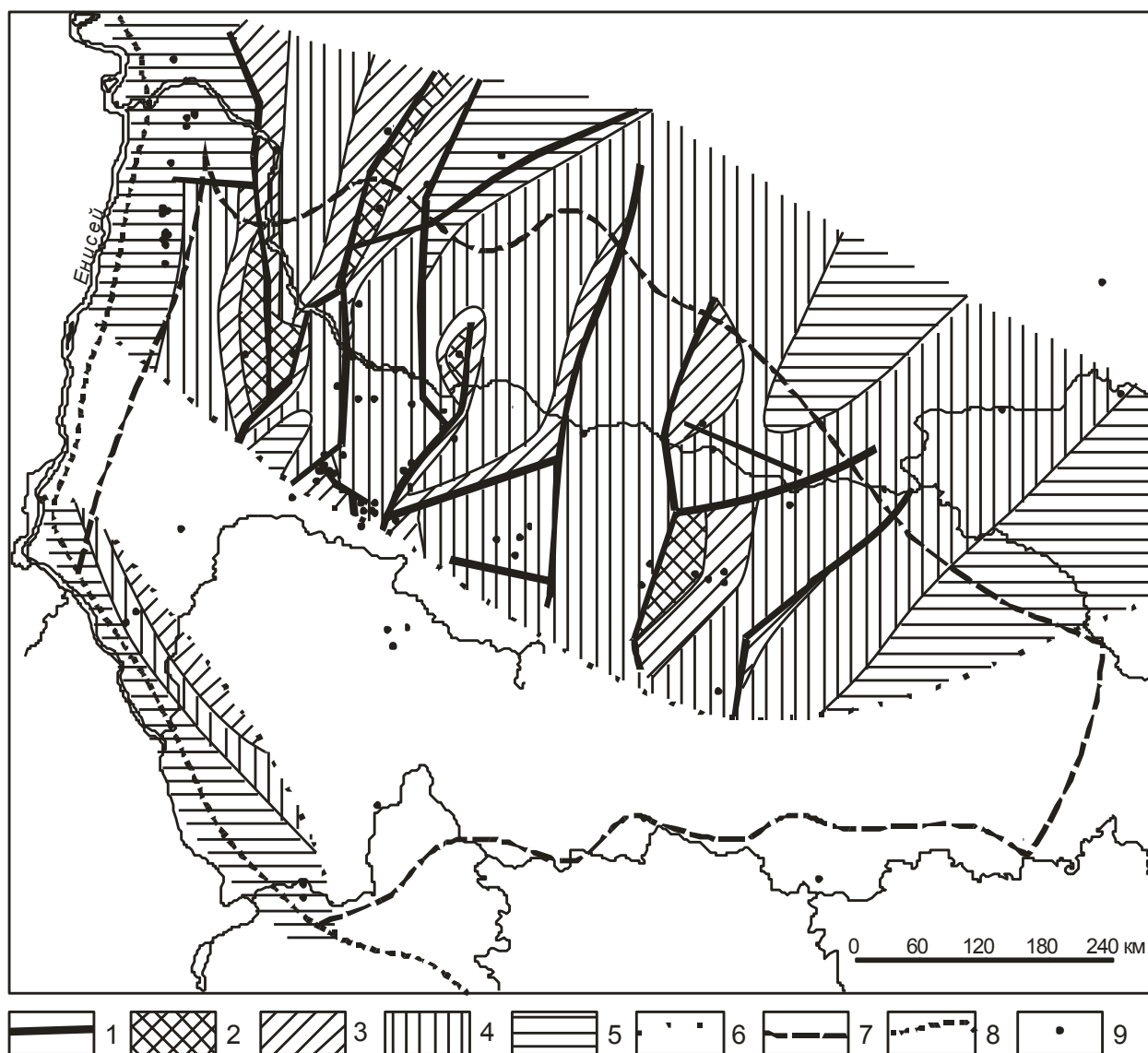


Рис. 2. Схематическая карта прогноза сохранности и качества залежей углеводородов таначинского горизонта, подвергшихся воздействию интрузивных траппов Южно-Тунгусской НГО и сопредельных территорий:

1 – зоны подводящих каналов. Полная деструкция углеводородов. 2–5 – сохранность залежей: 2 – очень плохая (температура нагрева более 400°C); 3 – плохая (температура нагрева 400–300 °C); 4 – средняя (температура нагрева 300–100 °C); 5 – хорошая (температура нагрева до 100 C); 6 – граница отсутствия таначинской свиты и ее аналогов; 7 – граница Южно-Тунгусской нефтегазоносной области; 8 – граница Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции; 9 – скважины.

© А.О. Гордеева, 2007

ПРОДУКТЫ КРИОГЕНЕЗА – КАК ПОИСКОВЫЙ ПРИЗНАК КОРЕННЫХ ИСТОЧНИКОВ ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Криолитогенез, как геологическое явление, имеет широкое распространение во всех климатических поясах, где среднесуточная температура опускается ниже нуля. Но особенно четко он проявляется в районах с наличием вечной мерзлоты в подпочвенных горизонтах, которыми охвачена почти вся территория Сибири, а также северная и северо-восточная окраины Российской Федерации.

С криогенными продуктами геологи, занимающиеся геологической съемкой и поисками, соприкасаются постоянно, но не придают их природе особого значения. В то же время, они их усиленно ищут, особенно, в условиях дряхлого рельефа, где выходы коренных пород могут быть обнаружены только в бортах речной сети. А ищут они делювиальные обломки, которые, как ни странно, иногда лежат прямо на поверхности песчано-глинистых образований и вдали от коренных выходов. Геологи, найдя такой обломок на ровной поверхности, достаточно уверенно, отмечают на карте наличие этих пород в данной точке, не думая о том, как этот обломок мог здесь оказаться? Однако они совершенно справедливо полагают: раз он лежит на ровной поверхности, то и под ним на глубине должны находиться такие же породы. А как он здесь очутился? Это их, в данном случае, не особенно и тревожит. Другое дело, когда обломок находится на склоне, хотя бы и очень пологом. Тогда считается, что он скатился вниз по склону. А вот почему он скатился и откуда? Ведь склон-то достаточно пологий и коренных выходов нет даже на водоразделе. Следовательно, здесь была какая-то другая причина. Но она, как правило, никогда не вскрывается, хотя, интуитивно, как-то и учитывается, в конечном счете.

В геологической практике известно много случаев, когда на относительно ровной поверхности находились обломки и даже небольшие глыбы руд металлических полезных ископаемых, при полном отсутствии коренных выходов горных пород в округе. А так как многие из таких находок располагались на четвертичных отложениях значительной мощности, то их источники, к сожалению, так и остались не установленными.

Всем, кто работал на Сибирской платформе, хорошо известны пятна-медальоны, встречающиеся на плоских заболоченных водоразделах, покрытых тундровой растительностью.

Такие медальоны находятся среди сплошных ягельников, покрывающих ровные заболоченные поверхности тундровой зоны. Обычно они представлены глыбами и крупными обломками траппов, но иногда и обломками бокситов бобового облика.

Широко они развиты и на плоскогорье Анабарского щита, покрытом мелкой дресвой метаморфических пород. Медальоны же представлены плоскими глыбами и довольно крупными обломками такого же состава.

Нечто подобное мы встречали и на Алданском щите, в окрестностях золоторудного месторождения Курун-Урях, где, в полях преобладающего развития желто-цветных продуктов коры химического выветривания, вдруг появлялись красноцветные окна глинистого материала, и, как правило, наиболее обогащенного золотом.

Вместе с тем, продукты криогенеза проявляются не только на водораздельных частях и их склонах, они имеют место и в русловых отложениях пологих долин.

В качестве одного из таких примеров, по нашим представлениям, могут служить глыбовые россыпи корундовых и дистеновых руд, находящиеся в пологих частях верховий долины реки Чайныт – левого притока реки Иенгры, впадающей в р. Алдан, и являющиеся составной частью Чайнытского месторождения корундитов [1, 2, 3, 4].

Всего здесь выявлено две глыбовых россыпи: дистеновая в долине р. Чайныта и корундовая, находящаяся в долине ручья Корундового.

Эти россыпи изучались многими исследователями и при этом, все они сходились на том, что их образование связано с разрушением верхних частей сохранившихся корундовых залежей или корундовых и дистеновых тел, когда-то находившихся в бортах долины и на водоразделах, но полностью уничтоженных к настоящему времени.

Сотрудники СНИИГГиМСа дважды посещали Чайнытское месторождение: изучали его строение, состав и морфологию корундовых залежей, и их пространственное положение в современном рельефе[1,2]. Не оставались без внимания и выше названные россыпи, характеризующиеся большими размерами глыб и их необычным составом.

В результате обследования всех рудных залежей и глыбовых россыпей, вскрытых горными выработками, было установлено: во-первых, состав руд в россыпях не соответствует таковому ни одной из известных коренных залежей. В рудных залежах, в основном, преобладает серый корунд, местами с небольшой примесью красного корунда и зерен светлого дистена, а в россыпях – руды существенно дистеновые, с крупными сноповидными кристаллами голубовато-зеленого дистена и рубинового корунда; во-вторых, скопления рудных глыб, выявлены только на двух наиболее пологих участках долины р. Чайныта. В промежутках же между ними, а также ниже и выше по течению распространены глыбы и обломки, в основном, пустых пород, вмещающих рудные тела. И далее, в продольном профиле долины р. Чайныта крупные глыбы в русловых отложениях отмечаются только в рудных россыпях, в других же местах долины, в том числе и вверх по реке, глыбовый аллювий имеет более мелкие размеры.

Не обнаружив среди коренных залежей минералогических аналогов для вышеуказанных глыбовых россыпей, пришлось заняться их детальным обследованием, с целью изучения минерального состава, внутреннего строения и морфологии рудных глыб, что и излагается ниже.

Корундитовая россыпь (по данным Н.А. Коренева, 1946 г.) занимает среднюю часть долины ручья Корундового и находится на расстоянии 800 м от ближайшей залежи № 4 серых корундитов. С помощью магистральных и

пунктирных канав она прослежена по долине на 950 м при ширине 58 м. Рудные глыбы сложены разнoзернистым корундом розового и рубинового цвета, но встречаются они довольно редко.

Дело в том, что эта россыпь во время Великой Отечественной войны отрабатывалась старателями, и поэтому в ее пределах сохранилось мало рудных глыб, хотя их было и довольно много. Об этом могут свидетельствовать многочисленные обустроенные площадки для бывших рудных штабелей. Размеры встреченных глыб небольшие и не превышают $0,6 \times 0,5 \times 0,3$ м. Вместе с тем, все сохранившиеся глыбы с корундом имеют закругление только с одной стороны. Остальные углы – острые.

Следует отметить, что в русловом аллювии, довольно хорошо окатанном, нет корундитовых обломков. Нет их и в песчано-гравийной смеси, представленной кварц-полевошпатовым составом.

Дистеновая глыбовая россыпь находится в долине р. Чайныта, выше устья ручья Корундового и, по Н.А. Кореневу, имеет длину 880 м, при ширине – 25 м.

Морфологически – это довольно пологий участок долины с уклоном до 2° .

Вся площадь россыпи завалена уплощенными глыбами с остроугольными краями, реже с закруглениями с одной стороны, направленной против течения. В ее сев.-вост. части, размещающейся вдоль левого борта долины, глыбы совершенно неокатаны, а углы большинства из них даже не закруглены. Не закруглены и находящиеся здесь глыбы кварца ($1,2 \times 1,0 \times 0,8$ м).

Отдельные глыбы дистеновых пород имеют значительные размеры ($1,2 \times 1,5 \times 0,7$ м) и обычно закруглены только со стороны течения реки. Есть среди них и само раскалывающиеся глыбы, которые при климатическом воздействии распадаются на несколько остроугольных частей, без какого-либо смещения.

Если сопоставлять глыбы, находящиеся в долине и непосредственно в русле реки, то легко можно заметить, что в русле они более мелкие. Конечно, есть и довольно крупные, но в основном преобладает мелкий материал с размерами 30–40 см. К тому же, большая часть обломков – окатана.

В русловом аллювии, как и в корундовой россыпи, много песчано-гравийного материала, но и в нем нет ни дистена, ни корунда. В основном он имеет кварц-полевошпатовый и роговообманковый состав.

К этому следует добавить, что дистеновая глыбовая россыпь занимает строго определенное положение в долине р. Чайныта, обусловленное тем, что ни выше, ни ниже по течению дистеновых глыб в долине нет.

Таким образом, глядя на геоморфологическое положение выше описанных россыпей, с учетом внешнего вида составляющих их рудных глыб, напрашивается вывод, что рудные глыбы не претерпели какого-либо существенного перемещения, да при таком пологом уклоне они и не могли его претерпеть.

Следовательно, если глыбы россыпей не испытали перемещения, то они должны были образоваться за счет местных источников. А так как вблизи таких источников нет, значит, они образовались за счет разрушения рудных залежей, находящихся под долинными отложениями р. Чайныта, и на поверхность

выведены в результате периодических промерзания и оттаивания в зоне влияния русловых вод, т.е. происходило выпучивание крупных глыб снизу вверх[5]. Размерами предполагаемых рудных залежей, по-видимому, в какой-то мере и определяются параметры образовавшихся россыпей.

Продукты криогенной природы в условиях пологого рельефа и широкого развития рыхлых образований испытывают незначительные горизонтальные перемещения и поэтому могут быть использованы в качестве прямого поискового признака для выявления коренных источников различных полезных ископаемых, а в конкретном случае – для выявления корундовых и дистеновых залежей в долине р. Чайныта.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Жабин В.В. Диафториты Алданского щита и их соотношение с корундовыми залежами Чайнытского месторождения / В.В. Жабин // Геология и минералогия Сибири: сб. науч. тр. СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1997. – С. 131-138.
2. Жабин В.В. Чайнытские и Джилдинские корундиты Алданского щита и вопросы их генезиса / В.В. Жабин, Т.А. Степанова // Вопросы минералогии Сибири. – Новосибирск, 1994. – С. 47-54.
3. Кулиш Е.А. Высокоглиноземистые метаморфические породы нижнего архея Алданского щита их литология / Е.А. Кулиш. – Хабаровск, 1973. – 369 с.
4. Озеров К.Н. Месторождения корунда и кианита в Верхне-Тимптонском районе Якутской АССР / К.Н. Озеров, Н.А. Быховер // Тр. ЦНИГРИ. – Л., 1936. – Вып. 82. – С. 102.
5. Общее мерзлотоведение / под ред. П.И. Мельникова, Н.И. Толстихина. — Новосибирск: Наука, 1974. – 292 с.

© В.В. Жабин, 2007

УДК 553.641.04+«313»(570)

Е.В.Беляев

ФГУП «ЦНИИгеолнеруд», Казань

НОВОЕ ПЕРСПЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ АПАТИТА СИБИРИ

Светлой памяти Р.М. Файзуллина, друга и учителя посвящается

Развитие минерально-сырьевой базы апатита нашей страны многие годы основывалось на крупномасштабных объектах с высококачественными рудами. Такими объектами являются уникальные Хибинские нефелин-апатитовые месторождения Кольского полуострова. Однако ориентация на поиски подобных месторождений и руд не привела к открытию новых объектов хибинского уровня. Требуется иная, более реальная, применительно к современному положению программа проведения геологоразведочных работ, нацеленная на выявление и оценку средних и мелких месторождений апатита, на базе которых возможно создание небольших эффективных предприятий. Реализация данной программы потребует как геолого-экономической переоценки минерально-сырьевой базы апатитов, так и выявления новых

источников апатитового сырья. Одним из таких источников могут явиться метавулканогенно-осадочные комплексы архейских зеленокаменных поясов.

Зеленокаменные пояса являются характерной особенностью строения архейских кратонов. Метавулканогенные и метаосадочные породы поясов вмещают месторождения золото-сульфидно-кварцевой, баритовой, сульфидной медно-никелевой, колчеданной полиметаллической, колчеданной медно-цинковой и других рудных формаций. Промышленные месторождения апатита в связи с зеленокаменными прогибами до настоящего времени не установлены, однако имеются предпосылки, свидетельствующие об их потенциальной апатитоносности. Не оцененные по масштабам рудопроявления приурочены к метавулканогенно-осадочным комплексам Алданского (Урагинское), Карельского (Пулозерское, Коросозерское, Каменноозерское) и Анабарского (Ильинское, Билляхское) кратонов России (Беляев, 1996).

Зеленокаменные пояса Алданского кратона (рис. 1) развиты в пределах Чаро-Олекминского и Маймакано-Батомгского мегаблоков (зеленокаменных областей). Заложение их связано с позднеархейским (киватинским) тектоническим циклом, начавшимся с мощной деструкции протоконтинентальной коры и завершившимся эпохой кратонизации (Минерагеническое ..., 1990). Основание гранит-зеленокаменных областей составляют нижнеархейские тоналито- и гранито-гнейсовые («серогнейсовые») комплексы фемического типа, на которые наложился приразломные зеленокаменные структуры (Субганская, Олондинская, Саймаганская, Тасмиэлинская и др.). В их состав включаются породы субганского, амедичинского, унгринского и других комплексов (AR₂).

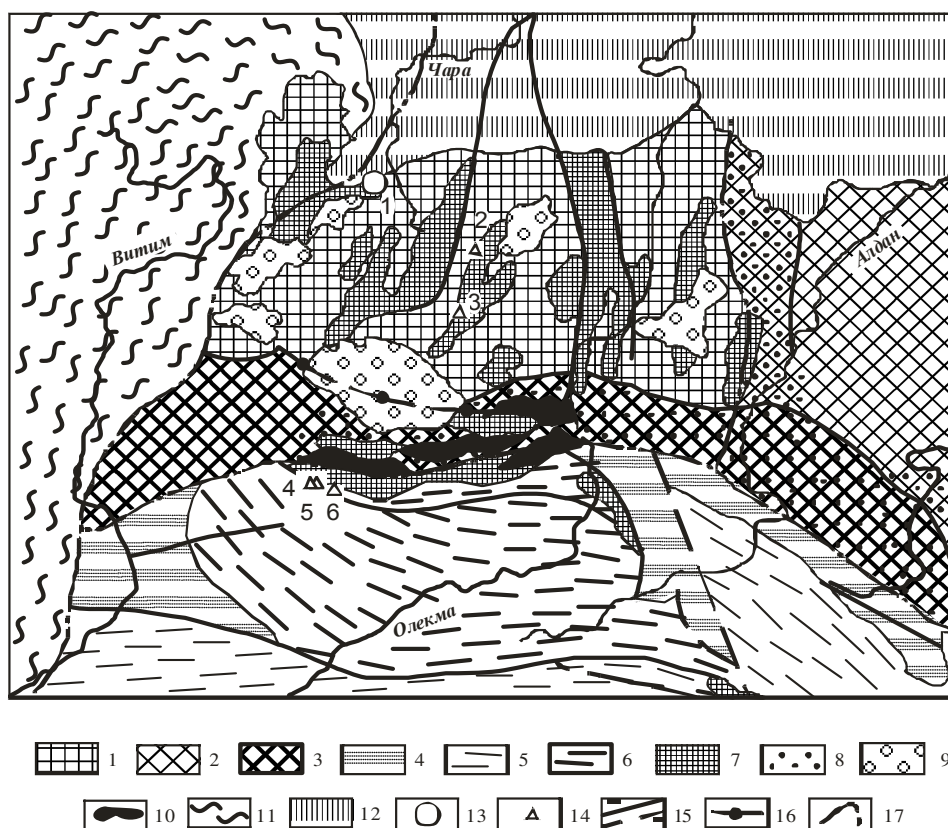


Рис. 1. Схема геологического строения западной части Алданского кратона

По составу 1 – 3 – протомассивы фундамента (AR₁): 1 – гранито-гнейсовые, 2 – гнейсово-гранулитовые сиалические, 3 – то же, фемические; 4 – выступы фундамента гранулитовые (AR₁); протогеосинклинальные системы фундамента (AR₂): 5 – амфиболит-гнейсовые фемические, 6 – то же, сиалические; 7 – зеленокаменные метавулканогенные ультрамафитовые пояса (AR₂), 8 – тектоно-термальные пояса (AR₂), 9 – протоплатформенные прогибы и впадины осадочные (PR₁), 10 – анортозитовые массивы (AR₂), 11 – фанерозойские складчатые области, 12 – платформенный чехол, 13 – разломы (а – архейские, б – протерозойские); 13 – рудопроявления апатита (1-Урагинское); 14 – пункты минерализации апатита (2 – Олондинский, 3 – Тарын-Юряхский, 4 – Тукагачинский, 5 – Уиканский, 6 – Тепраканский), 15 – разломы (а – архейские, б – протерозойские), 16 – разломы полихронные, 17 – коллизионные швы

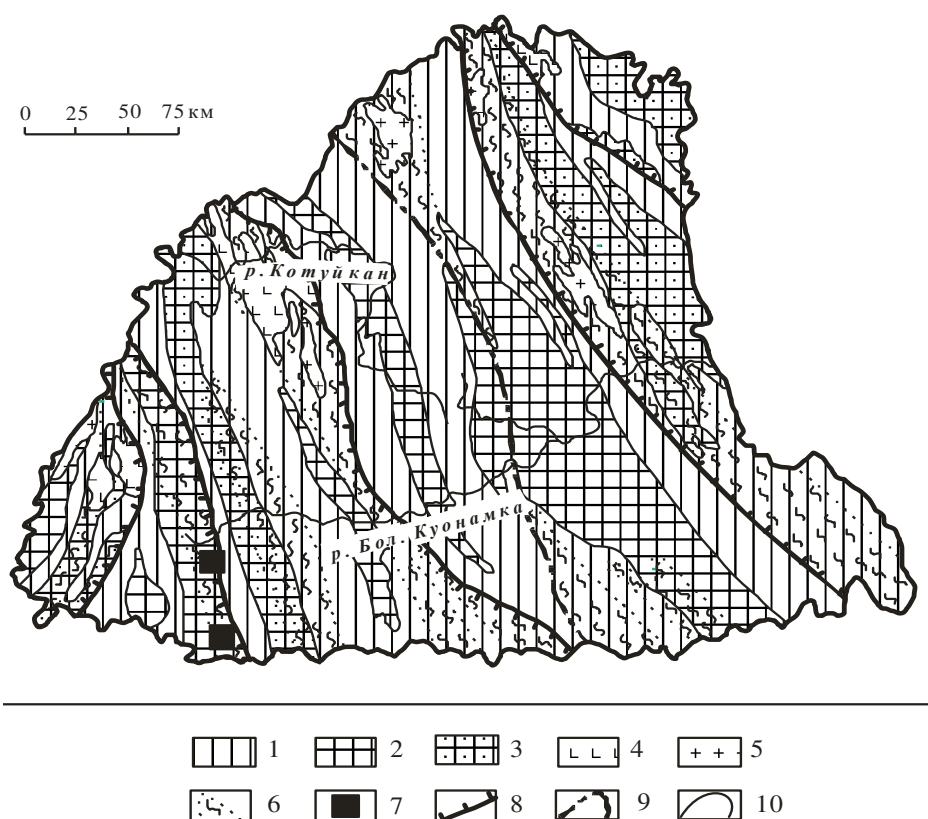


Рис. 2. Схема геологического строения Анабарского кратона (по материалам А.Н.Вишневого и П.Р.Шпунта)

Архейский структурно-вещественный комплекс (группы супракрустальных образований): 1 – сиалическая (эндербито-гнейсовая) – верхнеанабарская серия; 2 – сиалическо-фемическая (далдынская серия и амбардахская толща верхнеанабарской серии); 3 – сиалическая со значительным количеством терригенно-карбонатных пород (хапчанская серия и вюрбюрская толща верхнеанабарской серии); 4 – анортозиты и габбро-анортозиты. Раннепротерозойский структурно-вещественный комплекс: 5 – гранитоиды, 6 – мигматиты, граниты и диафориты амфиболитовой фации. 7 – рудопроявления апатита; 8 – глубинные надвиги, 9 – Анабарский глубинный разлом, 10 – геологические границы слагающих толщ зеленокаменные пояса можно разделить на три типа: осадочные, вулканогенно-осадочные и вулканогенные

(Петров, 1985). Образование их сопровождалось дунит-гарцбургитовым, габбро-пироксенитовым и гранитоидным магматизмом. Метаморфизм амфиболитовой, эпидот-амфиболитовой и, в меньшей мере, зеленосланцевой фаций.

В метаморфических породах, выполняющих зеленокаменные прогибы (Саймаганский, Олондинский, Субганский и др.), установлены многочисленные слабо изученные рудопроявления. Так, в северной части Саймаганского трога локализуется Урагинское рудопроявление. Продуктивная толща прослежена по простиранию на 30 км при суммарной мощности фосфатсодержащей части разреза около 1000 м. Апатитоносными являются интенсивно пиритизированные кварц-диопсидовые и кварц-диопсид-кальцитовые разности пород, залегающие в виде отдельных рудных залежей мощностью 3–7 м (суммарно до 70 м) среди слюдисто-графитисто-кварцевых сланцев, кварцитов и скарнированных известняков субганского структурно-формационного комплекса (AR₂). Содержания P₂O₅ в рудах колеблются от 8,2 до 20,5 %. Выделяются апатит-карбонатные (4,6 % P₂O₅) и апатит-силикатные (12,8 % P₂O₅) разности руд. Лабораторно-технологические испытания (данные ЦНИИгеолнеруд) показали хорошую обогатимость руд. По прогнозным ресурсам Урагинское проявление сопоставимо с крупным месторождением.

Имеются предварительные сведения о потенциальной апатитоносности зеленокаменных комплексов Анабарского кратона. Характерной чертой геологического строения является наличие мощных линейных мобильно-проницаемых зон, разделяющих его на несколько крупных блоков (Верхний предел..., 1985) и ряд более мелких глыб (Вишневский, 1978). В конце позднего архея в мобильно-проницаемых зонах произошло заложение зеленокаменных поясов (Шпунти др., 1982). Они представляют собой узкие и протяженные грабенообразные структуры, осложненные зонами смятия и диафтореза. Зеленокаменные пояса выполнены вулканогенно-осадочными породами верхнеламуйкской серии, метаморфизованными в амфиболитовой, реже зеленосланцевой фациях (парагнейсы и амфиболиты).

В верховьях рр. Бол. Куонамка и Кукусунда в породах зеленокаменных поясов локализуются метаморфогенно-метасоматические апатитопроявления (рис. 2), приуроченные к зонам поперечных протоактивизационных разломов, секущих мраморы и гнейсы Ильинского зеленокаменного прогиба. Апатитоносные щелочные метасоматиты установлены также в зонах протоактивизации в мраморно-гнейсовых толщах Билляхского прогиба (Вишневский, 1978).

Таким образом, назревшая необходимость в переориентации геологоразведочных работ, направленная на вовлечение в сферу опоискования и оценки средних и мелких месторождений апатита в экономически освоенных районах, дает возможность предложить для дальнейшего изучения архейские зеленокаменные пояса.

Решение проблемы перспектив апатитоносности метавулканогенных комплексов зеленокаменных структур должно осуществляться в следующих направлениях.

- Исследование вещественного состава, петрологических особенностей апатитоносных и вмещающих пород.
- Изучение особенностей формирования и локализации апатитовой минерализации, выявление прогнозно-поисковых критериев локализации апатитового оруденения.
- Проведение обзорной прогнозно-минерагенической оценки зеленокаменных областей (в первую очередь Карельской и Чаро-Олекминской) и крупномасштабных прогнозных исследований с выделением перспективных площадей и оценкой прогнозных ресурсов категорий P_1 и P_2 .
- Постановка специализированных поисковых работ на выделенных площадях.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Беляев Е.В. Апатитоносность метавулканогенных зеленокаменных поясов Карелии: постановка проблемы/ Е.В. Беляев //Метаморфизм вулканогенно-осадочных месторождений. Тез. докл. междунар. конф. – Петрозаводск, 1996. – С. 78-79.
2. Беляев Е.В. Типизация архейских зеленокаменных поясов / Е.В. Беляев // Фундаментальные проблемы геотектоники. – Материалы XI Тектонического совещания. – М., 2006. – С. 136-138.
3. Верхний предел возраста гранулитов Анабарского щита / Е.В.Бибикова, А.Н.Белов, Г.В.Грачева, О.М.Розен // Изв. АН СССР. Сер. геол. – 1985. –№ 8. – С. 19-24.
4. Вишневский А.Н. Метаморфические комплексы Анабарского щита / А.Н. Вишневский. – Л.: Недра, 1978. – 213 с.
5. Минерагеническое районирование и комплексная оценка перспектив Байкало-Алдано-Станового региона на неметаллы // Е.М.Аксенов и др. // Геология и оценка месторождений неруд. пол. ископ. зоны БАМ. – М.: Недра, 1990. – С. 46-52.
6. Петров А.Ф. Тектоническое положение докембрийских зеленокаменных поясов в структуре Алданского щита / А.Ф. Петров // Докембрийские троговые структуры Байкало-Амурского региона и их металлогения. – Новосибирск: Наука, 1985. – С. 90-96.
7. Шпунт П.Р. Поздний докембрий севера Сибирской платформы / П.Р.Шпунт, И.Г.Шаповалова, Э.А.Шамшина // Новосибирск: Наука, 1982. – 226 с.

© Е.В. Беляев, 2007

СОСТОЯНИЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ В РОССИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАСШИРЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Недропользование в экономике и системе национальной безопасности России. Недра – наше основное национальное богатство. Именно за счет использования недр страна получает около 50 % бюджетных поступлений и 70 % валютной экспортной выручки. Для выполнения задач, поставленных Президентом России В.В. Путиным, по повышению технологической эффективности развития добывающих отраслей, перехода экономики на инновационный путь развития, обеспечения ресурсной безопасности страны, крайне важным является повышение уровня научного обеспечения работы минерально-сырьевого комплекса страны.

За последние 10 лет пополнение минерально-сырьевой базы (МСБ) новыми месторождениями практически не происходило. Происходит «проедание» запасов, разведанных еще в советские времена, когда геологоразведка по праву занимала ведущее место в государственных задачах. В ближайшие годы уже может не остаться рентабельных месторождений для проведения аукционов.

Сегодня свыше 90% запасов нефти, никеля, алмазов, более 80 % газа, более 70 % золота и платиноидов находится в распределенном фонде. К сожалению, добыча некоторых полезных ископаемых, в том числе и стратегических, сконцентрирована в одной-двух или нескольких компаний (ситуация олигополии), что ограничивает свободную конкуренцию в недропользовании. Более 10 видов полезных ископаемых в стране, в том числе газ, никель, платиноиды, добывают по одному предприятию. На долю двух предприятий приходится добыча 100 % алмазов, менее 10 компаний контролируют 100 % добычи нефти. Очевидно, когда одна или две компании контролируют весь сырьевой рынок страны, при этом им переданы практически все разведанные запасы, надеяться на их инвестиции в развитие ресурсной базы, в геологоразведочные работы не приходится.

Укрупнение собственности и создание стратегических альянсов компаний позволяет оптимизировать технологическую структуру работы нефтегазового комплекса, аккумулировать и привлекать крупные инвестиции в проекты освоения месторождений, особенно, в новых регионах, а также дает возможность более эффективно влиять на глобальную конъюнктуру. Кроме того, крупные компании размещают свои акции на международных финансовых рынках, поэтому для роста капитализации они заинтересованы в формировании благоприятного имиджа, а это предполагает прозрачность финансовых потоков, использование современных технологий, социальное партнерство.

В процессе освоения российскими нефтегазовыми компаниями зарубежных рынков происходит расширение их участия в производственных,

транспортных и сбытовых активах в других странах, это способствует повышению экономического, а значит и политического влияния России в мире.

К основным недостаткам укрупнения следует отнести угрозу монополизации региональных рынков, снижение управляемости, в ряде случаев, рост издержек. Иногда крупные компании для повышения коммерческой эффективности собственного бизнеса могут пренебрегать государственными интересами, например, при «оптимизации» налоговых схем, лоббировании принятия некоторых законов и т. п. Поэтому здесь *необходимы: усиление государственного регулирования через контроль над лицензионными соглашениями, постоянный научный мониторинг деятельности ВИНК на предмет ее соответствия национальным интересам.*

На завершающей стадии разработки, при освоении мелких и средних месторождений, месторождений с трудноизвлекаемыми запасами более эффективна работа средних и небольших компаний, использующих инновационные технологии, имеющих низкие корпоративные издержки. Кроме того, эти компании обеспечивают дополнительные рабочие места. Необходимость развития малого и среднего бизнеса зафиксирована и в стратегических документах правительства РФ. В «Энергетической стратегии России на период до 2020 г.» в качестве одного из перспективных направлений государственной политики в нефтяной отрасли называется «...поддержка развития малых и средних независимых нефтедобывающих компаний, использующих передовые технологии, эксплуатации месторождений на завершающей стадии разработки, при работе в сложных горно-геологических условиях». Необходимо принять специальный закон, определяющий налоговый режим и социальный статус таких компаний.

Энергетическая безопасность. В энергопроизводящих, прежде всего, энергоизбыточных (экспортирующих энергоресурсы) странах, к которым относится Россия, главное условие обеспечения энергетической безопасности – надежное и устойчивое функционирование отраслей ТЭК. Важнейший фактор долгосрочного развития ТЭК – расширенное воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ) с учетом ожидаемых объемов внутреннего потребления и экспортных возможностей.

Современное состояние минерально-сырьевой базы углеводородного сырья характеризуется снижением текущих разведанных запасов нефти и газа и низкими темпами их воспроизводства (табл. 1).

Начиная с 1994 г., приросты запасов нефти и газа существенно меньше, чем добыча этих полезных ископаемых. Объемы геологоразведочных работ не обеспечивают воспроизводство минерально-сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности. Превышение добычи над приростом запасов нефти составило в период 1994–2006 гг. более 1,2 млрд. т, газа – свыше 2,5 трлн. м³.

Таблица 1

Добыча и прирост запасов нефти и газа в России в 1991–2006 гг.																	
Показатель / Год	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	1994-2006 гг.
Добыча нефти, млн. т	462	399	354	318	307	301	306	303	305	323	348	380	421	459	470	480	4721
Прирост запасов нефти, млн. т	931	565	442	224	182	217	252	232	250	295	300	260	380	239	285	353	3469
Кратность восполнения запасов нефти	2,01	1,41	1,25	0,7	0,59	0,72	0,82	0,76	0,82	0,91	0,86	0,68	0,9	0,52	0,61	0,74	0,73
Отношение добычи нефти к приросту запасов	0,5	0,71	0,8	1,42	1,68	1,39	1,21	1,31	1,22	1,1	1,16	1,46	1,11	1,92	1,65	1,36	1,36
"Проедание" / расширение запасов нефти (прирост минус добыча), млн. т	469	166	88	-94	-125	-85	-54	-71	-55	-28	-48	-120	-120	-220	-185	-127	-1252
Добыча газа, млрд м ³	643	641	618	607	595	601	572	591	591	584	581	595	620	634	640	656	7867
Прирост запасов газа, млрд м ³	1741	1814	726	266	188	180	394	280	209	450	500	514	560	582	660	560	5343
Кратность восполнения запасов газа	2,71	2,83	1,17	0,44	0,32	0,3	0,69	0,47	0,35	0,77	0,86	0,86	0,9	0,92	1,03	0,85	0,68
Отношение добычи к приросту запасов	0,37	0,35	0,85	2,28	3,16	3,33	1,45	2,11	2,83	1,3	1,16	1,16	1,11	1,09	0,97	1,17	1,47
"Проедание" / расширение запасов газа (прирост минус добыча), млрд. м ³	1098	1173	108	-341	-407	-421	-178	-311	-382	-134	-81	-81	-60	-52	20	-96	-2524
Объем глубокого разведочного бурения на нефть и газ, тыс. м	4263	3884	2207	1469	1521	1476	1510	1250	1234	1719	1847	1105	1080	925	804	923	16862
Эффективность глубокого бурения, т у.ув/м*	627	613	529	334	243	269	428	410	372	433	433	700	870	888	1176	989	7545

* т у.ув – тонн условных углеводородов; 1 т у.ув соответствует 1 т нефти либо 1 тыс. м³ газа.

Условия устойчивого развития нефтяной и газовой промышленности России. Для обеспечения устойчивого развития нефтяной и газовой промышленности России в период с 2010 до 2020 г. на территории и акватории России необходимо выявить и разведать месторождения с суммарными запасами нефти свыше 8,5 млрд. т и газа около 15,5 трлн. м³. Общие ассигнования в ГРП за этот период должны составить свыше 40 млрд. долл., доля расходов на геологоразведку в инвестициях в upstream будет составлять от 10,8 до 14,9 % (табл. 2).

Таблица 2

Программа прироста запасов и ассигнования на воспроизводство минерально-сырьевой базы											
Регион / Год	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Прирост запасов нефти, млн. т											
Западная Сибирь	390	399	411	420	431	443	455	467	479	492	504
Европейская часть	65,8	66,7	66,3	65,4	65,4	67,3	63,9	60,5	54,5	52	45,3
Восточная Сибирь и Республика Саха	62	160	175	190	223	250	258	261	269	280	290
Дальний Восток (Сахалин)	28	28,4	28,8	29,3	29,7	30,2	30,6	31,1	31,5	32	32,5
Россия, всего	554	672	704	731	784	835	860	879	900	931	954
Прирост запасов газа, млрд. м ³											
Западная Сибирь	782	774	788	804	826	855	924	969	1007	1050	1079
Европейская часть	12,4	13	14	15,1	16,4	18,1	21,8	25,1	28,3	31,9	35,1
Восточная Сибирь и Республика Саха	132	188	222	248	273	296	271	274	285	296	307
Дальний Восток (Сахалин)	8,21	8,67	9,38	9,74	10,6	11,5	12,8	13,8	14,6	15,6	18,6
Шельф	150	158	169	181	195	208	231	248	263	278	296
Россия, всего	1085	1141	1203	1257	1321	1389	1461	1530	1597	1671	1735
Суммарные ассигнования на ГРП, млн. долл.											
Западная Сибирь*	1567	1605	1653	1688	1733	1780	1828	1878	1928	1980	2028
Европейская часть*	199	199	198	196	198	200	192	180	165	154	134
Восточная Сибирь и Республика Саха	434	1120	1225	1330	1561	1750	1806	1827	1896	1960	2030
Дальний Восток (Сахалин)	193	196	199	202	205	208	211	214	217	221	224
Россия, всего	2448	3242	3431	3600	3939	4248	4399	4504	4654	4819	4966
Доля ассигнований на геологоразведочные работы от инвестиций в разведку и добычу нефти и газа	10,8	13,7	13,8	13,8	14,4	14,9	14,8	14,5	14,4	14,4	14,2
*включая шельф											

Эти работы должны быть сконцентрированы в первую очередь в Западной Сибири, Восточной Сибири, Республике Саха (Якутия), на шельфах российских морей (Баренцево, Карское, Печорское, Каспийское, Охотское).

В Восточной Сибири в случае резкого расширения геологических и геофизических работ в пределах Непско-Ботуобинской, Байкитской, Катангской, Ангара-Ленской областей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции ожидается открытие новых месторождений со значительными объемами нефти, конденсата свободного и попутного газа.

Состояние недропользования в Восточной Сибири. В связи с необходимостью в кратчайшие сроки выполнения задачи, поставленной Президентом России В.В. Путиным, по диверсификации экспорта энергоносителей, обеспечения энергетической безопасности страны, реализации экономических и геополитических интересов России в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР) особую значимость приобретает процесс

развития и повышения эффективности геологоразведочных работ (ГРР) в Восточной Сибири. В этих условиях расширение и научное обеспечение ГРР в Сибирском федеральном округе, прежде всего, в Красноярском крае и Иркутской области, становится стратегической задачей государства, выступает важнейшим фактором заполнения строящегося магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» на средне- и долгосрочную перспективу.

Исходя из состояния геологоразведочных и производственных работ на участках распределенного фонда недр, регионы, прилегающие к трассе строящейся трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО), способны в 2010 году обеспечить ее нефтью менее чем наполовину. Всего в Иркутской области, Красноярском крае и Республике Саха работы по разведке и разработке нефтегазовых месторождений ведутся примерно на ста участках. Суммарные извлекаемые запасы нефти по категории $C_1 + C_2$ на 13 находящихся в стадии доразведки и опытно-промышленной эксплуатации (т. е. наиболее подготовленных к промышленному освоению) участках составляют 1,08 млрд. т. Поставки с Ванкорского месторождения (с учетом инвестиционной составляющей тарифа и протяженностью трассы до Сковородино более 5,8 тыс. км) будут экономически менее эффективны, чем поставки из Уральского федерального округа (например, района Сургута).

Согласно итогам проверки Министерство природных ресурсов (МПР) хода выполнения условий лицензионных соглашений в регионах Сибирского и Дальневосточного федерального округов (Иркутская область, Красноярский край, Республика Саха) реализация условий действующих лицензий по регионам Восточной Сибири признано неудовлетворительным. Лишь небольшая часть из 35 проверенных участков недр разрабатывается в соответствии с графиками, утвержденными в лицензионных соглашениях. Ткущий объем геологоразведочных работ, выполненных нефтяными компаниями недостаточен для вывода месторождений на проектный уровень. Только «Сургутнефтегаз», работающий на территории Республики Саха, обеспечил полное выполнение лицензионных соглашений в Якутии. *Даже государственная компания «Роснефть» (за исключением ее дочернего подразделения «Ванкорнефти») не обеспечила на своих блоках всего необходимого объема сейсморазведочных работ и бурения, хотя интенсивно выполняла другие виды ГРР.*

Наихудшее положение дел – в Эвенкии, где ЮКОС (ВСНК) практически прекратил финансирование проекта и остановил свою деятельность после 2004 года. Если в 2005 году добыча нефти на месторождении составила 29,3 тыс. т, то в 2006 году она не достигла и 1 тыс. т. В ближайшее время планируется проведение аукционов по реализации активов ЮКОСа. Важно, чтобы лицензия на освоение Юрубченского месторождения перешла к государственной, либо социально ответственной частной, компании («Роснефти», «Газпрому», «Сургутнефтегазу»).

На крупнейшем в Иркутской области Верхнечонском месторождении в последние два года ТНК-ВР значительно увеличила финансирование проекта, однако работы все же ведутся с нарушением графика: в существующей

программе развития месторождения значится, что к 2010 году добыча составит 690 тыс. т, а не 7 млн. т (согласно лицензионному соглашению) и только в 2012 году достигнет 7,45 млн. т.

Для выполнения поставленной Президентом России задачи по обеспечению заполнения нефтепровода ВСТО, реализации геополитических и экономических интересов страны необходима разработка и принятие программы безотлагательных мер по обеспечению в течение 3-х лет ускоренного прироста извлекаемых запасов нефти для заполнения строящегося нефтепровода ВСТО.

Комплексное системное развитие экономики Сибири – одно из ключевых условий повышения уровня и качества жизни населения региона, обеспечения территориальной целостности страны, реализации геополитических и коммерческих интересов России в мире.

Направления такого развития должны быть отражены в научно-обоснованных программных документах федерального и регионального уровней, в реализуемых на территории Сибирского федерального округа инвестиционных проектах. Со стороны органов государственного управления в Сибирском федеральном округе необходима организация оперативного мониторинга, экспертизы и научного сопровождения разработки и реализации программных документов и приоритетных инвестиционных проектов на территории округа, ключевые параметры которых будут выступать в качестве целевых ориентиров при обосновании крупнейших хозяйственных и административных решений.

В этих условиях эффективная работа ответственных за расширение и эффективное освоение сырьевой базы Сибирского федерального округа научно-производственных организаций становится важнейшим фактором развития минерально-сырьевого комплекса страны, формирования новых центров НГК России международного значения.

Реализация «Проекта технического перевооружения Федерального государственного унитарного научно-производственного предприятия (ФГУНПП) «Иркутскгеофизика» с целью интенсификации воспроизводства минерально-сырьевой базы Иркутской области с привлечением инвестиционных средств», является важнейшей составляющей ускоренного формирования новых центров нефтяной, газовой гелиевой промышленности на Востоке России, обеспечения ресурсной безопасности страны, геополитических и коммерческих интересов России в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

© В.Т. Изаров, 2007

СОСТОЯНИЕ И ПРОГНОЗ РЫНКОВ НЕФТИ, ГАЗА, ПРОДУКТОВ НЕФТЕХИМИИ И ГЕЛИЯ В АТР И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

Развитие НГК и роль России на мировых рынках нефти и газа

Россия крупнейший в мире производитель и экспортер нефти и газа. В 2005 г. добыча нефти в России составила 470 млн. т, переработка нефти – 207 млн. т, экспорт нефти и нефтепродуктов – 317 млн. т, нефти – 222 млн. т, нефтепродуктов – 95 млн. т; в 2006 г. добыча превысит 480 млн. т, переработка – 210 млн. т, экспорт – около 325 млн. т. В 2005 г. добыча газа в России составила 541 млрд. м³, в 2006 г. достигнет 550 млрд. м³. Экспорт газа составил в 2005 г. 171 млрд. м³, в 2006 г. – ожидается на уровне 175 млрд. м³. Доля России в мировой добыче нефти составляет около 12 %, газа – 22 %.

В условиях манипулирования объемами поставок нефти странами ОПЕК политика России направлена на постоянное наращивание добычи энергоносителей и увеличение предложения на мировом, прежде всего, европейском рынке. Начиная с 2000 г. добыча нефти в России увеличилась в годовом выражении на 175 млн. т или 3,5 млн. барр. в сутки, что превышает суммарное потребление в Германии и Нидерландах. Вместе с тем, уровень добычи нефти в России пока не достиг исторического максимума 1988 гг. – 569 млн. т в год или 11,4 млн. барр./сут. Добыча нефти в СССР составляла в 1987–1988 гг. 625–623 млн. т в год или 12,5 барр./сут., что превышало 20 % всей мировой добычи. Годовая добыча газа в России за период 2001–2006 гг. увеличилась почти на 70 млрд. м³, превысив исторический максимум 1991 года.

Стабилизирующая роль России в мировой, прежде всего, евразийской системе обеспечения энергетическими ресурсами заключается в организации надежных, крупномасштабных и постоянно возрастающих поставок энергоносителей на мировой рынок. Для того, чтобы наиболее эффективно удовлетворять спрос на внутреннем и международных рынках необходимо учитывать современные устойчивые тенденции и закономерности энергообеспечения. В процессе исследования ИНГГ СО РАН были установлены устойчивые тенденции и закономерности изменения энергоемкости валового внутреннего продукта для различных стран в зависимости от набора макроэкономических и природно-ресурсных факторов, а именно уровня ВВП и динамики потребления всех основных видов энергетических ресурсов на душу населения, плотности населения, относительной производительности труда по отраслям, структуры отраслей, обеспеченности природными энергетическими ресурсами и ряда других. Анализ всей совокупности этих факторов на основе динамических данных более чем 100 стран, указывает на то, что наиболее значимыми параметрами для типизации по модели энергообеспечения являются

уровень экономического развития, обеспеченность собственными природными энергетическими ресурсами, климат.

При устойчивом повышении стоимости конкретных энергоносителей в структуре относительных цен происходит их вытеснение из коммерчески наименее эффективных технологических схем. В рамках этой закономерности в 1970-е гг. произошло сокращение использования нефти в виде котельного топлива в электроэнергетике в результате роста цен на нее, что привело к общему снижению спроса на нефть и последующему падению цен. К началу второго десятилетия XXI в. в развитых странах подобные процессы ожидаются и в сегменте моторного топлива. В странах – импортерах нефти, особенно в Японии, Корее, США, странах Европейского Союза, активизировались НИОКР и производственные проекты по сокращению потребления нефти в качестве моторного топлива, развитию альтернативных видов топлива для автомобильного транспорта: газомоторное топливо, диметилэфир и др. Однако даже при условии успешной реализации этих программ массовое распространение альтернативных нефти видов моторного топлива может произойти не ранее 2020 г.

Прогнозируется, что высокая конъюнктура (50–70 долларов за баррель по маркерному сорту Brent) сохранится примерно до 2010–2011 гг., хотя тенденция к снижению цен обозначилась уже в 2006 гг. Это связано с инерционностью технологических систем нефтепотребления, которые сейчас используются в развитых странах и продолжают массово внедряться в развивающихся странах. Вместе с тем, сейчас в мире происходит повторение ситуации 1973–1981 гг., когда за восемь-девять лет нефть была в основном вытеснена газом, углем и атомной энергией из коммерчески наименее эффективного сегмента ее использования – электроэнергетики. В начале второго десятилетия в развивающихся странах произойдет технологическое насыщение традиционным моторным транспортом, поэтому глобальный рост спроса на нефть замедлится. В развитых странах продолжится вытеснение мазута и средних дистиллятов из систем отопления домашних хозяйств. Все это приведет к замедлению темпов роста спроса и снижению цен на нефть до уровня 40–45 долларов за баррель, что с учетом инфляции доллара соответствует современным 35–40 долларам.

Согласно прогнозу развития ИНГГ СО РАН глобальное потребление первичных энергетических ресурсов в составят в 2010 г. 12,8 млрд. т н.э., в 2015 г. – 13,6 млрд. т у.т., в 2020 г. – 15 млрд. т н.э., в 2025 г. – около 16,4 млрд. т н.э., в 2030 г. 17,1 млрд. т у.т. Среднегодовой темп прироста энергопотребления в мире составит за период 2006–2025 гг. около 2 %. В региональном плане наиболее быстро использование энергии будет расти в странах АТР – в среднем на 3 % в год. Наиболее медленно спрос на первичную энергию будет расти в Западной Европе и Японии (0,5 % в год). Ожидается, что к 2030 г. в глобальной структуре первичного топливно-энергетического баланса по видам энергии доля газа сохранится на современном уровне 23 %. Абсолютное потребление газа в мире составит 4,6 млрд. м³. Развитие газовой промышленности и возможности увеличения предложения газа на мировые рынки, в том числе в страны АТР, будет зависеть от реализации

инвестиционных проектов по освоению полуострова Ямал, западной части арктического шельфа России (Штокмановское месторождение и др.), Восточной Сибири (включая Республику Саха), шельфе Охотского моря, а также от возможности стабилизации политической ситуации на Ближнем Востоке и организации добычи и крупномасштабных поставок сетевого и сжиженного газа из этого региона. При росте потребления нефти к концу рассматриваемого периода до 6 млрд. т ее доля в ТЭБ несколько снизится и составит 35 %. Доля угля к 2030 г. возрастет до 30 %. Роль других энергоносителей (гидроэнергия, биомасса, ветровая, солнечная и др.) в структуре энергопотребления принципиально не изменится.

Глобальное потребление нефти будет возрастать в основном за счет увеличения ее использования в странах АТР. Практически не увеличится потребление нефти в Западной Европе. Рост спроса на нефть в Европейском Союзе будет происходить за счет стран Восточной Европы, где показатели душевого потребления будут выравниваться со странами Западной Европы. В России предполагается, что увеличение использования нефти будет составлять в среднем с темпом 1,4 % в год и достигнет к 2025 г. 175 млн. т. Использование газа в ближайшие десятилетия, также как и нефти, наиболее быстро будет расти в странах АТР (в среднем на 3,6 % в год). Предполагается, что спрос на газ в России составит в 2030 г. 580 млрд. м³ (среднегодовой прирост 1,3 %).

Годовая добыча нефти в стране может быть доведена в 2010 г. до 500 млн. т, в 2020 г. – до 550 млн. т, в 2030 г. – до 600 млн. т. Важную роль в обеспечении поставок на экспорт в страны АТР и тихоокеанское побережье США будет играть освоение месторождений Западной и Восточной Сибири, шельфа Охотского моря. Важнейшее условие наращивание добычи нефти в России – расширение инвестиций в проведение геологоразведочных работ и развитие систем транспорта. Произойдет увеличение добычи нефти российскими компаниями за рубежом, прежде всего, в странах Каспийского региона – Казахстане, Туркменистане, Узбекистане, Азербайджане. Из этих стран также возможны поставки нефти российскими операторами в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, прежде всего, в Китай. Здесь лидерами будут выступать «ЛУКОЙЛ», «Газпром» (включая «Газпром нефть»), «Роснефть», а также западные компании – Chevron, Texaco, BP, Agip, Total и др.

Доля России в глобальной добыче нефти будет находиться на уровне 10–12 %, а доля СНГ в целом – не менее 15 %, что достаточно для удовлетворения внутренних потребностей, обеспечения энергетической безопасности Евразии, поддержания стабильности на глобальном нефтяном рынке.

Состояние и перспективы увеличения разведанных запасов газа при наличии соответствующих инвестиций и благоприятной ситуации на внутреннем и внешнем рынках газа позволяют довести добычу газа в 2010 году до 681 млрд. м³, в 2020 году – до 890 млрд. м³, в 2030 году – до 910 млрд. м³ в год.

Доля России в мировой добыче газа будет составлять 20–21 %, а СНГ в целом – не менее 25 %. Это позволяет удовлетворить внутренние потребности,

обеспечить увеличение поставок на традиционные рынки (в Европу), и организовать крупномасштабные поставки на рынки АТР и Северной Америки.

Маркетинговые исследования рынка продуктов переработки и химии нефти и газа позволяют сделать следующие выводы о современной и перспективной конъюнктуре спроса и цен. Спрос на различные товарные позиции как в России, так за рубежом имеет неоднозначные тенденции. Это обусловлено объемом и структурой производственных мощностей, направлениями развития технологического прогресса, степенью насыщения рынка по конкретным товарным позициям.

Параметры комплексной системы глубокой переработки углеводородов, в том числе использование конкретных технологических процессов в значительной мере будут обусловлены состоянием и перспективами развития внутреннего и внешнего рынка химической и нефтехимической продукции. Анализ всех значимых маркетинговых факторов позволяет сделать следующие выводы об устойчивых процессах на рынках и целесообразности расширения и создания тех или иных производств.

Из продукции химической промышленности России наиболее быстро растет выпуск синтетических смол и пластмасс. Это обусловлено (1) наличием свободных мощностей по ряду позиций, (2) улучшением конъюнктуры некоторых сегментов внутреннего рынка, (3) возможностью расширения поставок на внешние рынки.

В последние годы наиболее динамично происходил рост производства и потребления полистирола, полиэтилена, полипропилена и продуктов, улучшающих свойства этих полимеров – пластификаторов. Соответственно, возрастал спрос на продукты основного органического синтеза, участвующие в их производстве.

На внутреннем рынке в перспективе ожидается, что наиболее благоприятная конъюнктура будет по следующим товарным позициям:

- Полистирол (соответственно бензол и его аналоги).
- Полиэтилен (соответственно, этилен).
- Полипропилен (соответственно, пропилен).

На внешнем рынке прогнозируется, что в перспективе будет иметь место следующая конъюнктура по основным товарным продуктам:

– Полистирол. Спрос будет возрастать до 2008 г., затем будет происходить усиление конкуренции со стороны стран АТР.

– Полиэтилен. Продолжится тенденция снижения удельного веса полиэтилена низкой плотности при росте доли линейного полиэтилена высокой плотности, стабилизации спроса полиэтилена высокой плотности.

– Полипропилен. Рост спроса будет происходить наиболее высокими темпами из всех пластмасс.

– Пластификаторы. Будет происходить увеличение спроса при увеличении номенклатуры продукции и числа технологических процессов с применением пластификаторов.

– Полимерная продукция конечного назначения (трубы, упаковочная тара и др.). Ожидается замедление роста спроса в Европе и Северной Америке при усилении конкуренции со стороны стран АТР и ужесточении требований к качеству.

Учитывая динамику спроса и предложения на российском рынке химической и нефтегазохимической продукции, планы существующих производителей, емкость рынка для полиэтилена, произведенного на КГКМ может составить около 350–550 тыс. т, изобутана – 100–150 тыс. т, изобутилена – 50–100 тыс. т, н-бутилена – 150–200 тыс. т, дивинила – 40–60 тыс. т, полистирола – 100–150 тыс. т, бензола – 250–300 тыс. т, этилбензола – 30–50 тыс. т, о-ксилола – 150–200 тыс. т, п-ксилола – 150–200 тыс. т, полипропилена – 400–500 тыс. т, полистирола – 100–150 тыс. т.

Целевые рынки гелия. В настоящее время потребления гелия в России находится на уровне менее 1 млн. м³ в год. В связи с преодолением кризиса в ряде отраслей народного хозяйства наметилась положительная тенденция в динамике потребления гелия. С учетом перспективами роста внутреннего рынка гелия поставки на внутренний рынок с месторождений Восточной Сибири могут составить в 2010 г. – 0,2 млн. м³, в 2020 г. – 1 млн. м³ с последующей стабилизацией этого показателя.

Анализ структуры мирового рынка указывает, что основным рынком сбыта для гелия месторождений Восточной Сибири являются страны Азиатско-Тихоокеанского региона, прежде всего, Восточной Азии (Китай, Япония, Южная Корея, Тайвань). С учетом прогноза спроса на гелий в АТР и его поставок из США и Катара к 2009 г. возможный объем импорта из Восточной Сибири может составить около 4-5 млн. м³ с постепенным увеличением к 2015 г. до 20 млн. м³, к 2020 г. – до 35 млн. м³, к 2030 г. – до 80–90 млн. м³.

Поставки гелия из Восточной Сибири будут осуществляться с Ковыктинского, Чаяндынского, Собинского, Среднеботуобинского и др. месторождений. Объем поставок с из России на рынок АТР в 2010 г. может составить 9 млн. м³, в 2020 г. – 34 млн. м³, в 2030 – 88 млн. м³ с последующей стабилизацией этого показателя.

© А.Г. Коржубаев, Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, 2007

УДК 622:336.2

В.А. Крюков, А.Н. Токарев, В.В. Шмат
ИЭОПП СО РАН, Новосибирск

ПРОБЛЕМЫ ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ

Месторождения нефти и газа существенно различаются по многим характеристикам, включая производительность и глубину скважин (продуктивных залежей), величину запасов, состав добываемой продукции, расстояние до основных потребителей. Поэтому решение двуединой задачи, заключающейся, с одной стороны, в более рациональном изъятии государством доходов рентного характера, а с другой стороны, стимулировании освоения

ресурсов углеводородного сырья (с привлечением соответствующих инвестиций), возможно только при условии применения дифференцированных (гибких) подходов к налогообложению нефтегазового сектора.

Налоговое регулирование газового сектора должно быть направлено на стимулирование добычи газа: его стабилизацию и рост. Для этого оно должно учитывать особенности освоения и разработки газовых месторождений. Одной из важнейших особенностей современного этапа развития газовой промышленности является нарастающая диспропорция между структурой запасов газа в России, которая более чем на половину представлена трудноизвлекаемым газом газоконденсатных (глубоких) залежей валанжинских и ачимовских пластов («жирный газ»), и текущей структурой добычи, которая почти на 80 % обеспечивается сравнительно «легкими» для разработки сеноманскими месторождениями («сухой» газ). Отсюда следует, что переход от преимущественной добычи сеноманского газа к добыче продукции газоконденсатных залежей неизбежен. Относительно «легкий» для разработки и доведения до потребителя «сухой» газ объективно заканчивается.

С точки зрения долгосрочных перспектив (определяемых, в том числе завершением эпохи относительно дешевого газа) дифференцированное налогообложение является одним из ключевых элементов системы регулирования, способных привлечь инвестиции в газовый сектор, способствовать росту добычи как в рамках ОАО «Газпром», так и независимыми производителями. Таким образом, гибкий подход к налоговому регулированию будет способствовать выполнению параметров Энергетической стратегии России, сохранению и упрочению геополитических интересов и положения России в мире.

Дифференцированные схемы налогообложения НГС применяются во всех нефтегазодобывающих странах с развитой рыночной экономикой. Об этом свидетельствуют примеры США, Канады, Великобритании, Норвегии, Голландии.

Дифференциация налогообложения НГС носит обоюдовыгодный характер – она нужна и добывающим компаниям, и государству, которое обычно является собственником природных ресурсов. Выгоды компаний нефтегазового сектора, обусловленные применением дифференцированного налогообложения, заключаются в возможности увеличения массы и нормы прибыли. При этом оцениваются не статические аспекты получения прибыли в какой-то отдельный момент времени, а в динамике – с учетом естественного изменения рентабельности освоения месторождений. Дифференцированные подходы нацелены на изъятие рентных доходов в пользу государства. В идеальном варианте гибкая налоговая система позволяет изъять более высокую долю рентных доходов с высокорентабельных объектов и стимулировать разработку низкорентабельных участков недр.

Дифференциация налогообложения НГС связана не только с решением фискальных задач, но и с решением задач социально-экономического характера. Расширение нефтегазовых операций, обусловленное стимулирующей ролью налоговой системы, везде и всегда рассматривается как важнейшая

предпосылка для общего экономического роста, повышения активности в сопряженных отраслях экономики, увеличения уровня занятости. Такого рода стимулирующая роль гибкого налогообложения в НГС проявляется, прежде всего, по отношению к «старым» (низкорентабельным, или в западной терминологии – «маргинальным») добывающим объектам. Государство сознательно идет на применение щадящих налоговых режимов (вплоть до почти полной отмены всяких налогов), понимая, что в противном случае разработка указанных объектов прекратится. При этом продление «жизни» низкорентабельных объектов приносит колоссальные косвенные эффекты, несоизмеримые по величине с прямыми фискальными доходами государства, которые теоретически могли бы иметь место при ужесточении налогового режима.

Дифференциация налогообложения в НГС является неотъемлемым элементом политики поддержки национального предпринимательства и развития конкуренции. Объектами льгот, прежде всего, являются мелкие и низкорентабельные месторождения, залежи и даже отдельные скважины, эксплуатацией которых, как правило, занимаются малые и средние независимые добывающие компании. Без обширного слоя подобного рода компаний и фирм, создающих естественный противовес крупным вертикально интегрированным структурам, невозможно себе представить нефтегазовый сектор в современных рыночных условиях.

Процесс формирования гибкой системы налогообложения должен рассматриваться как важнейшая часть общей системы государственного регулирования газового сектора, включая регулирование процессов разработки и добычи, цен, доступа к транспортной инфраструктуре. Этот процесс должен происходить поэтапно, а каждый его шаг должен синхронизироваться с мероприятиями по реформированию других элементов системы регулирования, с развитием рынка углеводородного сырья.

В стратегии перехода к гибкой системе налогообложения газодобычи представляется целесообразным выделить следующие последовательные этапы.

1. Введение дифференцированных ставок налога на добычу газа в дополнение к базисной ставке (в рублях на 1 000 м³), относимой к добыче газа из высокопродуктивных сеноманских залежей. Для каждого объекта разработки базисная ставка должна корректироваться с помощью понижающих коэффициентов, учитывающих:

- Глубину скважин (залежей);
- Период ввода в разработку (для новых месторождений).

Применение первого коэффициента должно быть направлено, прежде всего, на создание равноконкурентных условий для недропользователей, занятых освоением газоконденсатных месторождений. Применение временных поправок (льгот) должно стимулировать ввод новых месторождений.

Необходимые условия для реализации этапа 1:

- Подготовка и принятие поправок к нормативно-правовым актам, определяющим порядок налогообложения и недропользования;

– Формирование адекватной системы государственного мониторинга и контроля геолого-промысловых и других производственных параметров газодобычи;

– Формирование адекватной системы учета производственных и финансово-экономических показателей в газодобывающих компаниях.

В дальнейшем будет необходима корректировка дифференцированных ставок налога на добычу газа параллельно с реформированием системы регулирования цен на природный газ, а также созданием основ газового рынка.

2. Переход на адвалорную, выраженную в процентах, дифференцированную ставку налога на добычу, что позволит более адекватно учитывать цены внутреннего и внешнего рынков.

Необходимые условия для реализации этапа 2:

– Ограничение масштабов трансфертного ценообразования в рамках вертикально интегрированных компаний;

– Введение института справочных цен, применяемых для целей расчета стоимости налогооблагаемой продукции.

3. Расширение рамок дифференциации налогообложения с учетом фактора запасов – размеров и степени истощения. Введение специальных льгот при разработке объектов, которые могут быть отнесены к категории «маргинальных».

Необходимые условия для реализации этапа 3:

– Определение и формализация критериев классификации запасов по размерам для целей налогообложения;

– Паспортизация месторождений по параметру времени ввода в разработку для выявления целесообразности предоставления налоговых льгот;

– Определения перечня возможных специальных льгот и условий для их применения.

4. Введение прогрессивного налога на доходы от добычи УВС и одновременное сокращение ставок налога на добычу.

5. Отмена налога на добычу для «зрелых» и малорентабельных месторождений.

Необходимые условия для реализации этапов 4 и 5:

– Формирование комплексной системы государственного мониторинга ситуации в газовом секторе;

– Достижение высокого уровня развития рынка природного газа и других видов углеводородного сырья;

– Подготовка и принятие поправок к нормативно-правовым актам, определяющим порядок налогообложения и недропользования.

Таким образом, как нам представляется, может быть выстроена стратегия перехода к гибкой системе налогообложения газовой промышленности с постепенной ее переориентацией от производственного к экономическому подходу.

Учитывая особенности современного этапа развития российской экономики, ее в значительной степени переходный характер, отсутствие

устоявшихся (стабильных) рыночных пропорций и ценовых соотношений, не следует напрямую копировать какую-либо из зарубежных схем гибкого налогообложения. В частности, в России в настоящее время нельзя применять такие же подходы к определению ставок и предельных размеров льгот (скидок) по налогу на добычу, как это практикуется в странах Северной Америки, т. е. в стоимостном или натуральном выражении. Представляется более целесообразным устанавливать размеры льгот в доле от общей ставки налога (с помощью дифференцирующих коэффициентов), а срок действия льгот – непосредственным образом на определенный промежуток времени. Указанный подход может быть использован и в условиях применения как специфических, так и в условиях адвалорных ставок налога на добычу газа.

На основе имитационной модели была апробирована схема дифференциации ставок налога на добычу газа с учетом глубины скважин (продуктивных залежей) и показателей экономической эффективности разработки месторождений. Выполненные расчеты подтвердили возможность и целесообразность применения пониженных ставок налога на добычу газа при разработке месторождений с глубокозалегающими продуктивными горизонтами на период времени, соответствующий сроку окупаемости инвестиций. Предоставление указанной льготы особенно необходимо при освоении объектов, ввод в эксплуатацию которых в условиях действия обычного налогового режима представляется маловероятным.

Противоречия между стимулирующими целями гибкого налогообложения и фискальными интересами государства могут быть в значительной степени ослаблены при условии, что дифференцированные ставки налога на добычу газа будут применяться только для новых месторождений, предполагаемых к вводу в разработку. Т. е. в тех случаях, когда вопрос стоит «или – или»: или месторождение будет введено в эксплуатацию благодаря предоставлению льгот (а государство получит меньший объем налоговых платежей), или месторождение вообще не будет разрабатываться, а государство не получит от него никаких налогов.

© В.А. Крюков, А.Н. Токарев, В.В. Шмат, 2007

УДК 552.578 (571.1)

Л. М. Калинина, В.А. Конторович

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ПРОГНОЗ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ И ВЫЯВЛЕНИЕ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ КЕЛЛОВЕЙ-ВОЛЖСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПЕРЕХОДНОЙ ОБЛАСТИ СЕДИМЕНТАЦИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Настоящая работа посвящена оценке качества коллекторов и картированию сложнопостроенных залежей углеводородов в келловей-волжских отложениях Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления, расположенной на юго-востоке Западной Сибири на территории Томской области. В тектоническом

отношении, район исследования расположен в пределах Чузикско-Чижапской мезоседловины, частично захватывает Пудинское мезоподняtie, Южно-Пудинский прогиб и Нюрольскую мезовпадину [3], в нефтегазоносном плане входит в состав Межовского и Пудинского нефтегазоносных районов Васюганской нефтегазоносной области [5].

Согласно фацциальному районированию территория расположена в зоне перехода морских отложений в континентальные. На схеме стратиграфических подразделений район исследования расположен на границе васюганской и наунакской свит [6]. В стратиграфическом словаре отмечено, что меридиональная граница наунакской свиты, проходит по пос. Пудино, который расположен в центральной части Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления [6]. На схеме фацциального районирования, составленной в ИГНГ СО РАН в 2000 году, район исследования расположен в области морского и переходного седиментогенеза [7]. По результатам выполненных исследований граница перехода преимущественно морских отложений в преимущественно континентальные смещена несколько западнее, ближе к меридиональному течению реки Васюган.

Переходные условия осадконакопления, а также сложная палеогеографическая обстановка предопределили полифацциальность песчаных пластов, сложный характер их распределения по площади и изменчивость их коллекторских свойств.

В рамках проведенных исследований на базе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки, ГИС и глубокого бурения было осуществлено построение структурной карты по отражающему горизонту Π^a , приуроченному к подошве баженовской свиты – к кровле нефтегазоносного резервуара. Анализ структурной поверхности показал, что на рассматриваемой территории наиболее высокие гипсометрические отметки фиксируются в районе Пудинского мезоподнятия, расположенного на северо-востоке района, наиболее погруженные отмечаются в северо-западной части, отвечающей Нюрольской мезовпадине. Территория Чузикско-Чижапской зоны осложнена большим количеством локальных поднятий, к значительной части которых приурочены верхнеюрские залежи углеводородов.

Остановимся на особенностях геологического строения келловей-волжских отложений в рассматриваемом районе. Классический разрез отложений васюганской свиты содержит верхнюю (горизонт $Ю_1$) и нижнюю подсвиту. Нижняя представлена морскими аргиллитами [1], которые в восточном направлении замещаются песчаными отложениями наунакской свиты (рис. 1).

Коллекторские свойства песчаных пластов горизонта $Ю_1$, представляющего наибольший интерес в отношении нефтегазоносности на рассматриваемой территории, определяются, главным образом, палеогеографическими условиями седиментации. В рамках настоящих исследований с использованием комплекса сейсмических, палеотектонических, палеофацциальных критериев были построены карты изопахит верхнеюрских отложений и надугольной пачки горизонта $Ю_1$, которые послужили основой при восстановлении условий формирования песчаных пластов. Анализ этих карт с позиции

палеотектонического анализа показал, что в оксфорде палеорельеф рассматриваемой территории, сохраняя современные черты строения в региональном плане, существенно отличается в деталях (рис. 2).

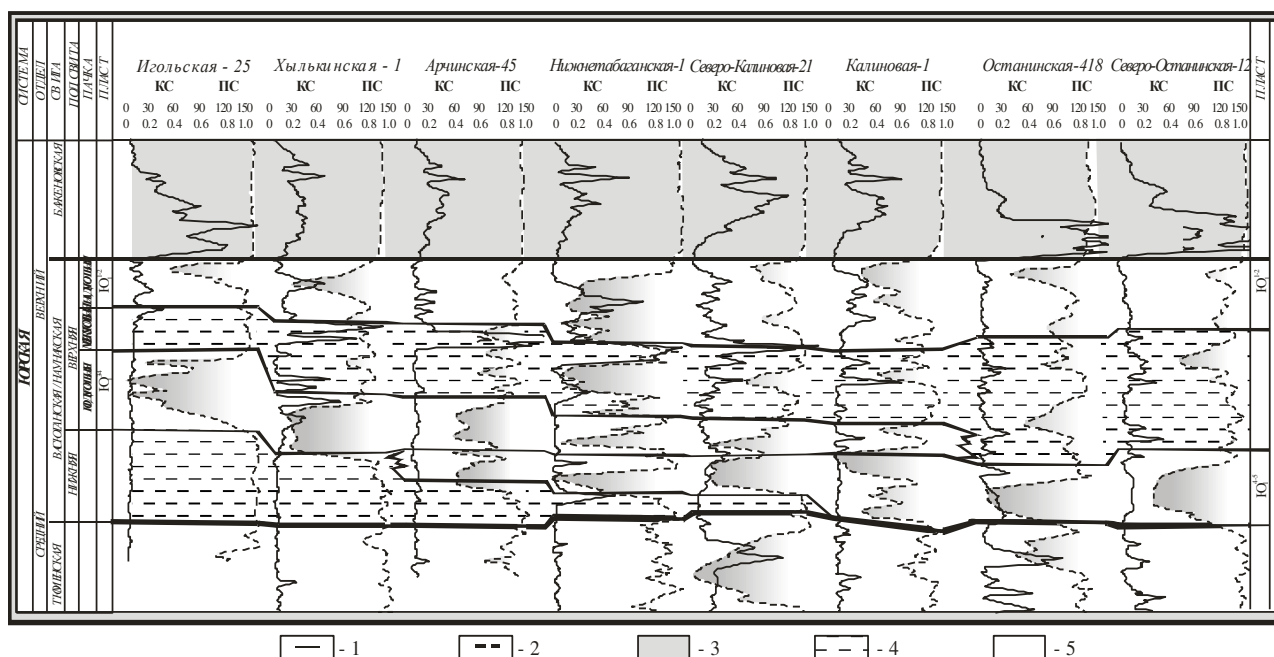


Рис.1. Схема сопоставления келловей-волжских отложений по направлению Нюрольская мегавпадина – Пудинское мезоподнятие (васюганская / наунакская свиты)

1 – кривая КС, 2 – кривая ПС, 3- кремнисто-глинистые отложения баженовской свиты, 4 – преимущественно глинистые пачки, 5 – преимущественно песчаные пачки

В поздней юре наиболее приподнятая зона была расположена на северо-востоке Чузикско-Чижапской зоны, в тектоническом плане приуроченной к современному Пудинскому мезоподнятию. Достаточно контрастные палеоподнятия, в пределах которых толщина келловей-оксфордских отложений существенно сокращена, в плане отвечали современным крупным структурам

В центральной и юго-западной частях Чузикско-Чижапской зоны на этом этапе развития существовала относительно узкая линейная дугообразная приподнятая гряда, осложненная серией палеокуполов. К югу от палеогряды располагалась относительно крупная депрессия – Южно-Пудинская впадина, северный борт которой был крутой, а южный, осложненный поднятиями, спокойный и пологий. Крупная палеодепресссионная зона, расположенная на северо-западе рассматриваемой территории, отвечала в плане современной Нюрольской мегавпадине[2].

Остановимся на палеогеографических предпосылках, предопределивших столь сложное распределение коллекторов на исследуемой территории (рис. 2). Во время формирования песчаных пластов горизонта Ю₁, терригенный материал сносился с двух источников сноса. Первый локальный был расположен на северо-востоке в пределах осевой части Пудинского мезоподнятия. Второй региональный – на юго-востоке – обрамление бассейна,

откуда поступал основной объём осадков. Приподнятая палеозона – гряда, пересекающая исследуемую территорию с запада на восток, вероятно, препятствовала переносу осадков со структур обрамления в северную часть района исследований, и основной объём терригенного материала осаждался у ее подножия.

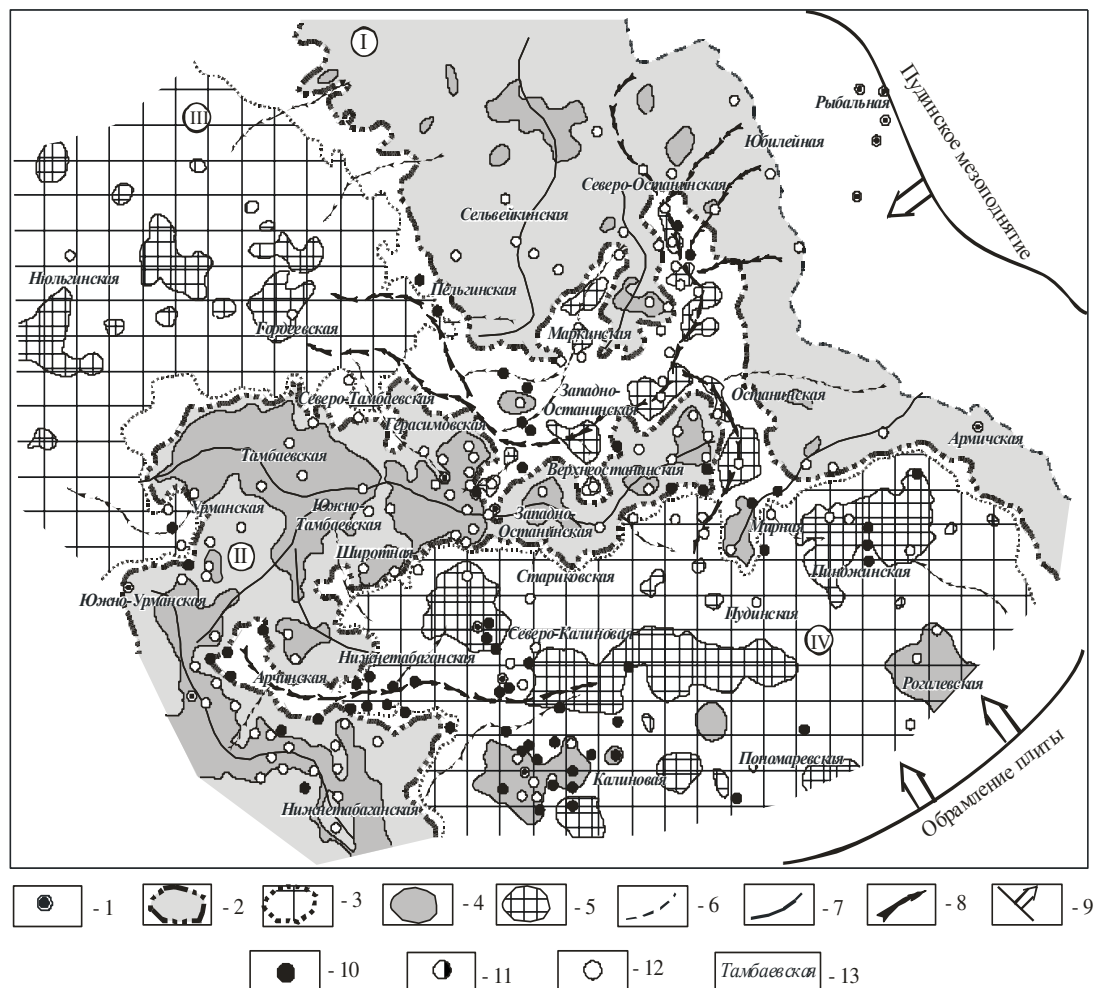


Рис. 2. Палеогеографическая схема формирования оксфордских отложений.

I – Пудинско-Горелоярское палеоподнятия, II – Останинско-Нижнетабаганская палеогряды, III – Нюрольская палеовпадина, IV – Южно-Пудинская палеовпадина:

1 – скважины поисковые и разведочные; 2 – крупные палеовпадины; 3 – крупные палеодепрессии; 4 – локальные поднятия; 5 – локальные депрессии; 6-граница зоны отсутствия надугольной пачки; 7 – водоразделы; 8 – направления палеоводотоков; 9 – источники сноса; 10 – скважины, вскрывшие песчаные пласты Ю₁¹⁻⁴, с эффективной толщиной более 9 м; 11 – скважины, вскрывшие песчаные пласты Ю₁¹⁻⁴, с эффективной толщиной 2-9 м; 12 – скважины, вскрывшие песчаные пласты Ю₁¹⁻⁴, с эффективной толщиной менее 2 м; 13 – названия площадей

Таким образом, наличие палеогряды, с одной стороны, обеспечило высокую степень песчанистости надугольной части разреза в Южно-Пудинской впадине, с другой, предопределило незначительное количество терригенного материала, поступавшего в юго-восточную часть Нюрольской палеодепрессии, где песчаные пласты Ю₁¹⁻² практически полностью

заглинизированы. Палеогряда препятствовала не только переносу осадков со структур обрамления в Нюрольскую впадину, но служила преградой на пути транспортировки материала с Пудинского источника сноса в Южно-Пудинскую палеодепрессию.

В северной наиболее приподнятой части Чузикско-Чижапской зоны в оксфорде существовала серия палеодолин, служивших руслами палеорек, в пределах которых формировались песчаные пласты горизонта Ю₁, обладающие наилучшими коллекторскими свойствами. Именно по этим долинам, впрочем, переносился основной объем терригенного материала с Пудинского мезоподнятия. В направлении приподнятых участков палеорельефа и в направлении Нюрольской палеодепрессии коллекторские свойства песчаных горизонта Ю₁ существенно ухудшаются вплоть до полного замещения непроницаемыми разностями.

В южной, относительно спокойной части исследуемой территории, включающей Южно-Пудинскую впадину, Калиновую и Нижнетабаганскую палеоструктуры, формирование песчаных пластов отвечает классической модели формирования осадков вблизи береговой линии – коллекторские свойства пластов несколько ухудшаются в направлении депрессии и замещаются непроницаемыми разностями в направлении приподнятых участков палеорельефа.

Комплекс сейсмических, палеотектонических, палеофациальных критериев послужил основой при построении прогнозных карт эффективных толщин, коэффициентов пористости и проницаемости песчаных пластов горизонта Ю₁.

На завершающей стадии анализа геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности келловей-оксфордских отложений на базе структурных карт, карт качества коллекторов и результатов испытаний было осуществлено построение прогнозной карты «распределения залежей углеводородов и нефтегазоперспективных объектов» в песчаных пластах горизонта Ю₁.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Белозеров, В.Б. Литостратиграфия отложений васюганской свиты юго-востока Западно-Сибирской плиты / В.Б. Белозеров, Н.А. Брылина, Е.Е. Даненберг // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС. – 1988. – С. 75-82.
2. Калинина, Л.М. Геологическое строение, условия формирования и нефтегазоносность келловей и оксфорда Западной Сибири в области перехода морских отложений в континентальные (Чузикско-Чижапская зона нефтегазонакопления): Автореф. дис. / Л.М. Калинина. – Новосибирск: 2005. – 21 с.
3. Конторович, В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири / В.А. Конторович. – Новосибирск, 2002. – 238 с.
4. Наливкин, Д.В. Учение о фациях / Д.В. Наливкин. – М.; Л.: Изд-во АН СССР, 1956. – 534 с.
5. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. – Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн / Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. и др.; гл. ред. А.Э. Конторович. – Новосибирск, 1994. – 201 с.

6. Стратиграфический словарь мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности /под ред. Н.Н. Ростовцева. – Л., Недра, 1978. – 158 с.
7. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / под ред. Б.Н. Шурыгина. – Новосибирск: Изд-во СО РАН филиал «ГЕО», 2000. – 480 с.

© Л.М. Калинина, В.А. Конторович, 2007

УДК 622.276

А.Я.Хавкин

ИПНГ РАН, Москва

О ЗНАЧИМОСТИ НАНОЯВЛЕНИЙ В ТЕХНОЛОГИЯХ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

В последние годы в мире получены фундаментальные результаты в ряде научных направлений при изучении и регулировании наноразмерных процессов [1, 2]. Нанотехнологический подход означает целенаправленное регулирование свойств объектов на молекулярном и надмолекулярном уровне (0,1–100 нм), определяющем фундаментальные параметры физических объектов [2, 3]. Наночастицы недостаточно велики для непосредственного наблюдения и изучения и слишком велики для квантовомеханических расчетов. Поэтому наночастицы при моделировании можно рассматривать в качестве элементов объектов большего размера [2].

К объектам исследований нанонауки относятся ультрадисперсные системы (УДС), в том числе глины, аэрозоли, мицеллярные коллоидные растворы, полимерные золи и гели, пленки жидкости на поверхности [3]. Эти объекты очень важны для нефтегазовой сферы.

Термин нанонаука возник не так давно, но многие из давно изучаемых макроразмерных процессов учитывали явления на наноуровне и поэтому их можно отнести к нанонауке [2]. Именно это имеет место в науках о Земле в сфере нефтегазодобычи.

Нефтенасыщенные пласты нефтяных залежей представлены пористыми материалами с различными размерами пор, поровых каналов и вещественными составами пород, определяющие особенности взаимодействия пластовых и закачиваемых флюидов с породой. Учет этих особенностей приводит к выводу о том, что вытеснение нефти из нефтяных залежей в добывающие скважины является не механическим процессом замещения нефти вытесняющей ее водой, а сложным физико-химическим процессом, при котором определяющую роль играют явления ионнообмена между пластовыми и закачиваемыми флюидами с породой [3–6]. Характерные радиусы ионов приведены в табл. 1 [4].

Таблица 1. Характерные радиусы ионов

Ион	Радиус, нм	Ион	Радиус, нм	Ион	Радиус, нм
Al	0,057	H	0,154	O	0,022
Ca	0,106	K	0,133	S	0,174
Cl	0,026	Mg	0,078	H ₂ O	0,135
Fe	0,067	Na	0,098	OH	0,153

Видно, что ионы имеют размер менее 1 нм. Это означает, что технологии регулирования ионообменных явлений в нефтегазовых системах относятся к нанотехнологиям.

Получается, что огромный объем исследований по физико-химическому регулированию состояния глинистых минералов в пористых средах с полным основанием следует отнести к нанонауке. К нанонауке также следует отнести исследования по газогидратам, ряду процессов регулирования свойств перекачиваемой нефти и заземленного водой газа, водонефтеподготовке.

Нефтяной пласт представляет собой высокодисперсную систему с большой поверхностью границ раздела фаз и огромным количеством капиллярных каналов, в которых движутся жидкости, образующие мениски на границе раздела фаз. Механизм перемещения нефти в пласте и извлечение ее, во многом, определяется молекулярно-поверхностными процессами, протекающими на границах раздела фаз (породообразующие минералы – насыщающие пласт жидкости и газы – вытесняющие агенты) [5].

Поэтому регулирование смачиваемости, относящееся к нанотехнологиям [6], – одно из важнейших направлений нанонауки в нефтегазовой сфере.

Таким образом, нанотехнологии нефтегазодобычи – это технологии регулирования смачиваемости и толщины пленок жидкостей на поверхности пород, состояния глинистых минералов, химического состава подаваемых в скважины агентов, термотехнологии, биотехнологии, технологии на основе применения физических полей.

Традиционно в гидродинамических расчетах пренебрегалось зарядовыми наноявлениями смачивания и наноявлениями ионнообмена между водной фазой и глинистыми минералами. Приведем примеры значимости наноявлений в добыче нефти.

Пример 1. Величина КИН значительно уменьшается с увеличением доли глинистых минералов Кгл в нефтяном пласте [10], что показано на рис. 1.

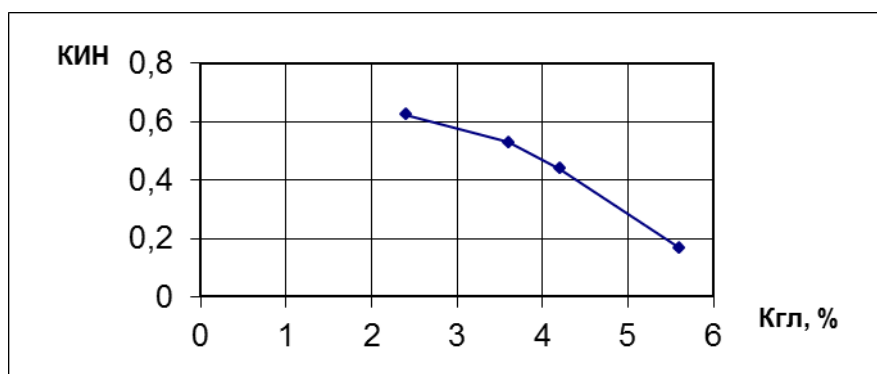


Рис. 1. Изменение КИН в зависимости от доли глинистых минералов в нефтяном пласте Кгл

Учет и способы регулирования ионнообменных процессов между закачиваемой в пласт водой и скелетом пористой среды (с глинистыми минералами) явились основой обоснования технологий (которые в

соответствии с современным пониманием можно назвать нанотехнологии), позволивших повысить выработку пластов и дебиты скважин [7–9]. На основе изучения ионообменных явлений с глинистой составляющей нефтяных пластов были установлены существенные изменения полей давления на 2–3 МПа, определено влияние особенностей нефтяных пластов и вязкости нефти при изменении минерализации закачиваемой воды, и др.

Экспериментальные исследования и промысловые испытания этих технологий подтвердили правильность научных выводов – дополнительная добыча нефти превысила 0,5 млн. тонн [9].

Пример 2. Рассмотрим влияние плотности сетки скважин (ПСС) на КИН. Это один из важнейших вопросов разработки нефтяных месторождений, что демонстрирует рис. 2, построенный по данным за 2003 г. [11] крупнейших нефтяных компаний, работающих в России.

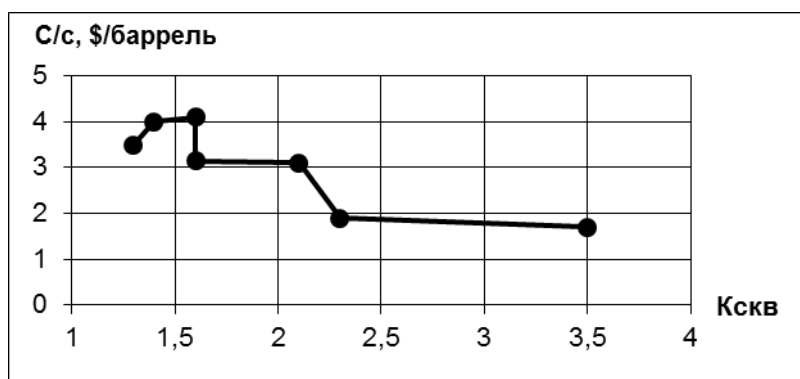


Рис. 2. Влияние уменьшения числа скважин относительно их проектного числа в Кскв раз на себестоимость добычи нефти (с/с)

Из рис. 2 видно, что с уменьшением числа скважин (увеличением Кскв – отношения проектного числа скважин к числу реально работающих скважин) уменьшается себестоимость добычи нефти, а, следовательно, растет прибыль.

Традиционные математические модели многофазной фильтрации в пористых средах были основаны на крупномасштабном описании пористых сред с характерным размером элемента пористой среды от сантиметра и более. Капиллярными эффектами как таковыми пренебрегалось и считалось, что они усредненно учитываются в, так называемых, фазовых проницаемостях, которые различны для воды и нефти. При этом оставалась без объяснения роль плотности сетки скважин (ПСС).

Определение зависимости фазовых проницаемостей от проницаемости коллектора и ПСС весьма сложно. В то же время, применение одних и тех же фазовых проницаемостей для пластов с различной проницаемостью и на участках с разной ПСС означает пренебрежение влиянием ПСС на КИН в гидродинамических расчетах. Получалось расхождение между опытом разработки и принципами, заложенными в традиционно используемые гидродинамические симуляторы (пакеты программ).

Такое пренебрежение наноявлениями смачивания в системе «нефть-вода-порода» приводило к устоявшемуся выводу о том, что при уменьшении ПСС КИН не уменьшится. И делался вывод: раз КИН не уменьшится, то можно увеличить текущую доходность путем остановки малодебитных скважин.

Учет расклинивающего давления при движении капель в капилляре приводит к нелинейной зависимости скорости от перепада давления, даже для одной капли ньютоновской нефти [12]. Это означает, что в лаборатории на вискозиметре можно получить линейные зависимости скорости нефти от перепада давления (т. е. начальный градиент для фильтрации нефти G_2 равен нулю), а в пласте нефть, двигаясь, как система кластеров [8, 9], будет проявлять неньютоновские свойства (т. е. $G_2 > 0$). Следовательно, теоретические оценки по традиционным моделям без учета наноявлений дают искаженные прогнозы КИН.

Расчеты с учетом наноявлений смачивания показали, что уменьшение ПСС от 50 га/скв до 100 га/скв (т. е. $K_{скв} = 2$) приводит к уменьшению КИН на 10 пунктов и уменьшению итоговой добычи нефти из участка на 50 тыс. т/100 га [9]. Таким образом, остановка части скважин приводит к увеличению текущего отбора нефти из работающих скважин при уменьшении КИН. Следовательно, остановка большого числа малодебитных скважин при общей рентабельной добыче не желательна.

Пример 3. Известно, что остаточная нефть отличается от начальной нефти по физико-химическому составу из-за того, что в первую очередь из пласта выходят более легкие компоненты. Рассмотрим изменение КИН при отборе начальной и остаточной нефти.

Допустим, что нефть вязкости 0,7 мПа·с состоит наполовину из компонентов вязкости 0,6 мПа·с и наполовину из компонентов вязкости 0,8 мПа·с.

Были рассчитаны [9] значения КИН, предельного отбора нефти из скважины (ОНС) и предельного отбора нефти из участка 100 га (ОНУ) для однородных пластов толщиной 5 м с проницаемостью 0,035 мкм² и 0,14 мкм² при различной ПСС и вязкости нефти (табл. 2).

Таблица 2. Влияние вязкости нефти μ на выработку нефтяных пластов

Параметры		$k = 0,035 \text{ мкм}^2$			$k = 0,14 \text{ мкм}^2$		
Сква, га/скв	μ , мПа·с	КИН	ОНС, тыс. т	ОНУ, тыс. т	КИН	ОНС, тыс. т	ОНУ, тыс. т
25	0,6	0,433	52	210	0,786	95	380
	0,7	0,318	39	154	0,735	88	355
	0,8	0,194	24	94	0,684	82	330

При проницаемости 0,14 мкм² рассчитанные значения КИН при вязкости 0,7 мПа·с, и как полусумма значений КИН при отборе компонентов нефти вязкостью 0,6 мПа·с и 0,8 мПа·с, будут достаточно близки (табл. 2). Высоким будет и КИН остаточной нефти.

При значительно меньшей проницаемости $0,035 \text{ мкм}^2$, т. е. когда зарядовые наноявления смачивания более значимы, расчетное значение КИН при вязкости нефти $0,7 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ составит $0,318$. Полусумма расчетных значений КИН при отборе компонентов нефти вязкостью $0,6 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и $0,8 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ составит $0,313$. Эти значения КИН означают, что можно оценивать значение КИН при вязкости нефти $0,7 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ как полусумму значений при отборе компонентов нефти вязкостью $0,6 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и $0,8 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Но если отобрать сначала более легкую компоненту, то КИН остаточной нефти вязкостью $0,8 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ составит только $0,194$.

Таким образом, расчеты с учетом наноявлений смачивания показали, что из-за значительно более низкого значения КИН довыработка нефтяного пласта с остаточной нефтью будет намного менее рентабельна, чем целенаправленная добыча максимального объема нефти с самого начала разработки. Поэтому малорентабельная довыработка пласта даже с большим объемом остаточной нефти скорее всего производиться не будет, что ведет к низкому текущему КИН.

Вывод. Наноявления определяют особенности многих нефтегазовых технологий, что означает необходимость более глубокого изучения наноявлений с целью повышения долгосрочной эффективности добычи нефти и газа.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Маврина Т.В. Наука уходит в наномир. Обсуждение в президиуме РАН / Т.В.Маврина // Вестн. РАН. – 2002. – Т. 72, № 10. – С. 905-909.
2. Нанотехнологии в ближайшем десятилетии. Прогноз направления исследований / под ред. Роко М.К., Уильямса Р.С., Аливатоса П. – М.: Мир, 2002. – 292с.
3. Мелихов, И.В. Физико-химия наносистем: успехи и проблемы / И.В.Мелихов // Вестн. РАН. – 2002. – Т. 72, № 10. – С.900-909.
4. Краткий справочник физико-химических величин. – Л.: Химия, 1974. – 200с.
5. Чураев Н.В. Физико-химия процессов массопереноса в пористых средах / Н.В. Чураев. – М., 1990. – 272с.
6. Климов, Д.М. Обсуждение проблем нанотехнологий / Д.М.Климов // Вестн. РАН. – 2003. – Т. 73. – № 5. – С. 430-433.
7. Хавкин А.Я. Гидродинамические исследования процессов вытеснения нефти в сложных пластовых условиях с учетом обменных явлений:автореф.дис. ... канд. техн. наук / А.Я.Хавкин. – М.: ИГиРГИ, 1982. – 24с.
8. Хавкин А.Я. Гидродинамические основы разработки залежей нефти с низкопроницаемыми коллекторами / А.Я. Хавкин. – М.: МО МАНПО, 2000. – 525с.
9. Хавкин А.Я. Геолого-физические факторы эффективной разработки месторождений углеводородов / А.Я.Хавкин. – М.: ИПНГ РАН, 2005. – 312с.
10. Исследования влияния глинистости коллектора на нефтеотдачу / Н.З.Ахметов, В.М.Хусаинов, И.М.Салихов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 8. – С. 41-43.
11. Концепция программы преодоления падения нефтеотдачи / Ю.А.Спиридонов, Р.А.Храмов, А.А.Боксерман, В.И.Грайфер, А.Я.Хавкин и др. // Госдума РФ, 2006. – 144с.
12. Иванов В.Н. Влияние расклинивающего давления на фильтрационное движение капли в капилляре / В.Н.Иванов, В.В.Калинин, В.М.Старов // Коллоидный журн. – 1991. – № 2. – С. 251-258.

ГОСУДАРСТВЕННЫЕ ПРИОРИТЕТЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА В РОССИИ

Система нефтепроводного транспорта России состоит из 48,7 тыс. км магистральных нефтепроводов (включающих 393 нефтеперекачивающие станции) пропускной способностью свыше 400 млн. т в год, и 20 тыс. км нефтепродуктопроводов (100 нефтепродуктоперекачивающих станций). Емкость резервуарных парков по нефти свыше 13,2 млн. м³, по нефтепродуктам – 4,63 млн. м³. Более 50 % магистральных нефтепроводов эксплуатируются свыше 25 лет при нормативе 30 лет, износ основных фондов нефтепродуктопроводов и резервуарных мощностей превышает 70 %.

Единая система газоснабжения (ЕСГ) России включает 150,2 тыс. км магистральных газопроводов. Еще около 1 тыс. км составляют магистральные газопроводы вне ЕСГ. Протяженность газораспределительных сетей более 360 тыс. км. Износ основных фондов газотранспортной системы составляет 56 %, при этом более 15 % газопроводов выработали нормативный срок службы. Средний возраст газопроводов – около 22 лет. В период 1990–2003 гг. финансирование работ по реконструкции объектов транспорта газа осуществлялось на уровне 25–30 % от потребности. В результате снизилась производительность газопроводов, в том числе транспортирующих газ из основного газодобывающего региона России – Надым-Пур-Тазовского междуречья в Ямало-Ненецком автономном округе (с 577,8 млрд. м³ до 520 млрд. м³/год).

Более 70 % российской нефти 90 % газа добывается в Западной Сибири, в перспективе новые крупные центры добычи нефти и газа будут сформированы в Восточной Сибири, Республике Саха, на шельфе арктических морей. Поэтому современная система поставок углеводородов в значительной мере предназначена для транспортировки нефти и газа из районов Сибири и Крайнего Севера на сверхдальние расстояния в западном и юго-западном направлениях. В перспективе должны будут развиваться дополнительные маршруты от источников сырья в северо-западном и юго-восточном направлениях.

В настоящее время основные задачи развития инфраструктуры транспорта нефти, нефтепродуктов и газа:

1. Поддержание технологической надежности и модернизация систем трубопроводов, морских, речных и железнодорожных терминалов, повышение их пропускной способности и коммерческой эффективности;
2. Формирование новых систем транспорта углеводородов;

В соответствии с одобренной Правительством РФ «Энергетической стратегией России до 2020 г.» развитие систем транспортировки нефти, нефтепродуктов и газа будет определяться следующими приоритетами:

1. Обеспечение надежности снабжения углеводородным сырьем и продуктами их переработки экономики и населения страны;
2. Поддержание и усиление геополитических и экономических интересов России в мире.

Устойчивые процессы, которые будут влиять на функционирование и развитие нефте- и газотранспортного комплекса в ближайшие десятилетия:

1. Изменение географии добычи нефти и газа в России – появление новых крупных центров нефтяной и газовой промышленности на востоке страны (Восточная Сибирь, Республика Саха (Якутия), шельфе морей), снижение добычи в европейской части страны, в первую очередь в Волго-Уральской и Северокавказской нефтегазоносных провинциях;

2. Изменение структуры внутрироссийских поставок нефти и газа – повышение загрузки НПЗ в восточных регионах страны, газификация юга Западной и Восточной Сибири, расширение ЕСГ на восток;

3. Изменение структуры добычи углеводородов в мире – появление крупных центров в Каспийском регионе, рост добычи нефти и газа на Ближнем Востоке, Северной и Западной Африке, ожидаемое падение добычи в Северном море, на континентальных месторождениях США, в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР);

4. Изменение структуры мирового спроса на нефть – стабилизация потребления нефти и нефтепродуктов в Западной Европе, медленный рост в Северной Америке, быстрое увеличение в странах АТР;

5. Изменение структуры мирового спроса на газ – до 2010–2015 гг. продолжение относительно быстрого увеличения в Западной Европе и Северной Америке, после 2015 г. – опережающий рост в АТР.

В этих условиях необходима модернизация систем транспорта нефти и газа, диверсификация основных направлений поставок внутри России и на экспорт. Главным результатом диверсификации будет повышение надежности обеспечения нефтью и газом экономики и населения страны, крупномасштабный выход России на азиатско-тихоокеанский энергетический рынок, формирование поставок на тихоокеанское и атлантическое побережье США при поддержании позиций на европейском направлении.

При развитии систем транспорта углеводородов необходимо учитывать, что наряду с российской нефтью по системе нефтепроводов АК «Транснефть» и КТК, на европейский рынок начнет поступать в больших количествах нефть из Каспийского региона (включая нефть северо-западного Казахстана – Тенгиз, Кашаган и другие месторождения). По системе магистральных газопроводов ОАО «Газпром» на рынок европейских стран СНГ из Туркменистана, Казахстана и Узбекистана будут поставляться значительные объемы природного газа.

Интересы России при формировании поставок нефти и газа из Каспийского региона заключаются:

1. В максимальном использовании существующей на российской территории нефте- и газотранспортной инфраструктуры;

2. В создании на территории России новой нефте- и газотранспортной инфраструктуры;

3. В переориентации при необходимости части потоков нефти, а после 2015 г. и газа с высококонкурентных европейских рынков на быстрорастущие рынки АТР и емкий рынок Северной Америки, в том числе с использованием схем замещения;

4. В минимизации экономических и политических рисков при реализации проектов.

Конкурентными для России на западном направлении проектами являются нефтепровод «Баку – Тбилиси – Джейхан» и газопровод «Баку – Тбилиси – Эрзерум», а также газопроводы «Иран – Турция (IGAT-4)» и «Турция – Греция». Эти проекты политически и экономически не выгодны для России, поскольку переключают потоки нефти и газа из Азербайджана, Туркменистана, Ирана и Казахстана от транспортировки через российскую территорию, формируют независимое от России направление поставок на высококонкурентные международные рынки.

Исходя из геостратегических интересов страны и глобальных процессов в системе добычи и использования энергоносителей, *главные направления развития систем транспорта нефти и газа из России*: (1) балтийское, (2) северное, (3) восточное.

© В.И. Сулов, А.Г. Коржубаев, 2007

УДК 553.07(571.1/5)

С.А. Моисеев, А.М. Фомин, В.А. Топешко, Е.В. Белова, А.О. Гордеева, Л.Н. Константинова, Е.Н. Кузнецова

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ВЕНД-НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНЫХ И ЦЕНТРАЛЬНЫХ РАЙОНОВ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Южные и центральные районы Сибирской платформы в настоящее время переживают этап активного лицензирования недр и расширения объёмов поисково-разведочных работ на нефть и газ. Это связано, в первую очередь, с прокладкой нефтепровода «Восточная Сибирь-Тихий океан». В этих условиях совершенствование литолого-фациального районирования венд-нижнекембрийских отложений имеет важное значение. Последняя региональная стратиграфическая схема венд-нижнекембрийских отложений, основанная на литолого-фациальном районировании, была опубликована в 1989 г. Многие положения этой схемы, с нашей точки зрения, требуют кардинального пересмотра. В ИНГГ СО РАН на основе обобщения значительного объёма геолого-геофизического материала был подготовлен авторский вариант схемы литолого-фациального районирования венд-нижнекембрийских отложений южных и центральных районов Сибирской платформы. Разрез венда и нижнего кембрия разделяется на несколько региональных горизонтов.

Непский региональный горизонт соответствует непской свите и её стратиграфическим аналогам, в разрезе которых выделяются следующие продуктивные горизонты B_{10} ($B_{ч1}$, ярактинский, хамактинский), B_{11} , B_{13} (безымянный, $B_{ч2}$, талахский), B_{14} (вилючанский). В представленной схеме на Ангаро-Ленской ступени непскому горизонту соответствует интервал разреза от подошвы шамановского горизонта до кровли рифея или фундамента. Непский горизонт распространён на всей изучаемой территории, за исключением отдельных участков Непско-Ботубинской и Байкитской антеклиз. Выделен ряд районов:

Ангаро-Ленский район характеризуется относительно сокращённым разрезом, отсутствием внутринецкого перерыва, почти повсеместным развитием боханского ($B_{10}?$) горизонта и частичным развитием базального ($B_{13}?$).

Знаменский район характеризуется относительно полным разрезом, отсутствием внутринецкого перерыва, повсеместным развитием боханского ($B_{10}?$) и базального ($B_{13}?$) горизонтов.

Чонско-Ярактинский район характеризуется сокращённым разрезом, наличием внутринецкого перерыва, развитием продуктивных горизонтов B_{10} и частично B_{13} .

Ботубинский район характеризуется сокращённым разрезом, наличием внутринецкого перерыва, частичным развитием продуктивного горизонта B_{13} .

Талаканский район характеризуется относительно полным разрезом, отсутствием внутринецкого перерыва, развитием продуктивных горизонтов B_{11} и B_{13} .

Вилючанский район характеризуется максимально полным разрезом, отсутствием внутринецкого перерыва, развитием продуктивных горизонтов B_{13} и B_{14} .

Тирский региональный горизонт соответствует тирской свите и её стратиграфическим аналогам. В объёме тирского горизонта выделяются следующие продуктивные горизонты: B_3 (верхнетирский) и B_5 (парфёновский, ботубинский). Тирскому горизонту соответствует тирская свита (на Непско-Ботубинской антеклизе). На Ангаро-Ленской ступени тирскому уровню соответствует интервал разреза от подошвы шамановского горизонта до кровли парфёновского. Выделен ряд районов.

Зиминский район характеризуется максимально полным разрезом в терригенных фациях (до 95 % песчаников), отсутствием предкатангского перерыва, развитием продуктивных горизонтов $B_1 - B_5$.

Ангаро-Ленский район характеризуется относительно полным разрезом в терригенных фациях (30–75 % песчаников), отсутствием предкатангского перерыва, развитием продуктивных горизонтов B_1 , B_5 (шамановский ?) – повсеместно, B_2 - B_4 – частично.

Усть-Кутский район характеризуется относительно полным разрезом и литологическим составом, переходным от терригенных фаций Ангаро-Ленской ступени к терригенно-сульфатно-карбонатным юга Непско-Ботубинской антеклизы.

Ярактинско-Чонский район характеризуется изменчивым стратиграфическим объёмом (от относительно полного до сокращённого) в терригенно-сульфатно-карбонатных фациях и частичным развитием предкатангского перерыва.

Преображенский район характеризуется отсутствием или сокращённым за счёт предкатангского перерыва (менее 10 м) разрезом в терригенно-сульфатно-карбонатных фациях.

Ботубинский район характеризуется относительно полным разрезом и преимущественно карбонатным составом, отсутствием предкатангского перерыва, частичным развитием горизонта В₅.

Предпатовский район характеризуется преимущественно карбонатным составом с включением мощных (до 130 м) пластов каменной соли. Здесь наблюдается максимально полный разрез, отсутствие стратиграфических перерывов и продуктивных горизонтов.

Для *нижнеданиловского, верхнеданиловского и усольского* региональных горизонтов характерно относительное постоянство, по сравнению с терригенным вендским комплексом, литологического состава и стратиграфического объёма на всей изучаемой территории. Состав преимущественно карбонатный, с небольшой примесью терригенного и сульфатного материала. Продуктивные горизонты прослеживаются повсеместно, но их коллекторские свойства крайне изменчивы. В каждом горизонте выделены районы, отличающиеся по составу от остальной территории. Практически вся остальная территория характеризуется преимущественно карбонатным составом, с небольшой примесью терригенного и сульфатного материала.

Нижнеданиловский региональный горизонт соответствует катангской свите и её стратиграфическим аналогам и включает продуктивный горизонт Б₁₂ (преображенский).

Присаяно-Енисейский район характеризуется карбонатно-терригенным составом. Наличие терригенного материала (до 95 %) обусловлено близостью источника сноса.

Ковинский район характеризуется наличием в разрезе галитов (до 20 %).

Преображенский район характеризуется широким развитием органогенных доломитов.

Верхнеданиловский региональный горизонт соответствует тэтэрской свите и её стратиграфическим аналогам и включает продуктивный горизонт Б₃₋₄₋₅ (усть-кутский, юряхский). Выделены районы, отличающиеся по составу от остальной территории.

Присаянский район характеризуется карбонатно-терригенным составом. Наличие терригенного материала (до 55 %) обусловлено близостью источника сноса.

Ковинский район характеризуется наличием в разрезе галитов (до 30 %).

Преображенский район характеризуется широким развитием органогенных доломитов.

Представленный вариант схемы литолого-фациального районирования включает ряд дискуссионных моментов. Мы рассматриваем его как предложение для дальнейшего совершенствования литолого-фациального районирования региона.

© С.А. Моисеев, А.М. Фомин, В.А. Топешко, Е.В. Белова, А.О. Гордеева,
Л.Н. Константинова, Е.Н. Кузнецова, 2007

УДК [550.8:553.9]+33(571.5;571.56)

К.Н. Волкова

ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

ОБОСНОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ ЗА СЧЕТ СРЕДСТВ ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТА В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И РЕСПУБЛИКЕ САХА (ЯКУТИЯ)

Региональные геологоразведочные работы, в том числе геодезические, геофизические работы, геохимические исследования, параметрическое бурение и др., являются необходимым этапом подготовки запасов нефти и газа промышленных категорий в перспективных районах. В работе описаны методические принципы и пример оценки экономической эффективности региональных геологоразведочных работ (ГРР), проводимых за счет государственного бюджета.

Проведение региональных геологоразведочных работ на прогнозных на нефть и газ объектах с точки зрения оценки экономической эффективности дает следующие результаты:

- Анализ результатов исследований, полученных на стадии региональных работ, позволяет повысить вероятность успеха геологоразведочных работ в процессе подготовки запасов промышленных категорий на последующих стадиях и снизить геологические риски;

- Может измениться структура сырьевой базы региона, а именно – часть нелокализованных ресурсов переводится в более высокие категории.

С точки зрения повышения экономической эффективности вышеописанные результаты проведенных работ будут способствовать снижению последующих затрат на подготовку запасов промышленных категорий в регионе и сокращению периода подготовки запасов.

При проведении экономических расчетов это дает возможность:

- Получить более высокие значения чистого дохода инвестора и объема налоговых поступлений в бюджет за расчетный период.

- Снизить ставку дисконтирования за счет уменьшения поправки на риск.

Обоснование экономической эффективности геологоразведочных работ проводится на основании оценки исследуемого объекта до и после проведения на нем указанного комплекса геолого-геофизических работ.

В качестве критерия экономической эффективности финансирования из государственного бюджета вышеуказанных региональных работ принят

показатель прироста дисконтированных бюджетных поступлений при норме дисконта с учетом риска. Финансирование региональных работ эффективно, если этот прирост превышает затраты бюджета на их проведение.

Бюджетные поступления состоят из двух основных частей:

- Налоговые поступления от недропользователей, полученные в результате изучения и освоения объектов углеводородного сырья;
- Разовые платежи за пользование недрами, полученные в ходе лицензирования объектов углеводородного сырья.

Проведение указанных геолого-геофизических работ будет способствовать эффективному проведению геологоразведочных работ на последующих стадиях изучения расположенных на изучаемой территории нефтегазоносных объектов. В результате прогнозируется открытие объектов углеводородного сырья, освоение которых принесет доход как недропользователям, так и государству.

Кроме того, проведение комплексного геолого-геофизического обоснования нефтегазоносности на участках недр, способствующее повышению эффективности последующих ГРП, повышает инвестиционную привлекательность этих участков и увеличивает разовый платеж при проведении по ним конкурсов и аукционов. В соответствии с Методикой стоимостной оценки месторождений и участков недр углеводородного сырья рекомендуется использовать в качестве оценки величин бонусов значения ожидаемого чистого дисконтированного дохода от освоения объекта, полученные при норме дисконта с учетом риска [1, 2].

Рассмотрим описанные методические принципы на примере.

Было проведено обоснование целесообразности проведения за счет государственного бюджета следующих региональных работ на территории Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия):

- Бурение восьми параметрических скважин общим метражом 25900 погонных метров и стоимостью 2 500 млн. руб.,
- Лабораторное и научное сопровождение параметрического бурения стоимостью около 226 млн. руб.,
- Комплекс работ по опережающей оценке перспектив нефтегазоносности крупнейших объектов регионального изучения стоимостью 378 млн. руб.

Параметрические скважины предполагается пробурить на участках нераспределенного фонда недр с преимущественно прогнозными ресурсами категории D_1 .

Предполагается что в результате проведения параметрического бурения и других региональных работ на прогнозных на нефть и газ объектах изменится структура сырьевой базы региона, а именно – часть нелокализованных ресурсов переводится в более высокие категории: значительная доля их будет локализована и перейдет в категорию $D_{1л}$, а определенная доля перейдет в запасы $C_1 + C_2$, так как предполагается, что часть параметрических скважин вскроет продуктивные пласты.

Расчеты по обоснованию экономической эффективности программы параметрического бурения и комплексного геолого-геофизического обоснования перспективных на нефть и газ объектов проводились с использованием программного комплекса «Стратегия» [3] при следующих предпосылках:

1. В качестве объекта геолого-экономической оценки выступает зона нефтегазоносности, на которой предполагается бурение параметрических скважин. На изучаемом объекте имеются извлекаемые прогнозные ресурсы категории D_1 в объеме 450 млн. т. и перспективные ресурсы категории C_3 в объеме 15 млн. т. Ресурсы природного газа в данном случае не учитываются, так как в настоящее время при устанавливаемых директивно ценах на газ освоение газовых объектов в новых неосвоенных районах, как правило, убыточно.

2. Оценивается конечная экономическая эффективность изучения и освоения нефтяных объектов, расположенных на изучаемых территориях, с учетом всех этапов этого процесса – выявления и подготовки структур, поискового бурения, разведочного бурения, бурения добывающих скважин и обустройства промыслов, ликвидации скважин, транспортировки и реализации добываемого сырья. Оценка объектов проводится до и после осуществления намеченной программы параметрического бурения.

3. Предполагается, что в результате реализации в полном объеме программы параметрического бурения и комплексного геолого-геофизического обоснования нефтегазоносности изменится структура запасов и ресурсов. Как видно из рисунка 1, что половина прогнозных ресурсов D_1 перейдет в более высокие категории, в том числе в запасы C_1 – 2 %, в запасы C_2 – 8 % и в ресурсы $D_{1л}$ – 40 %.

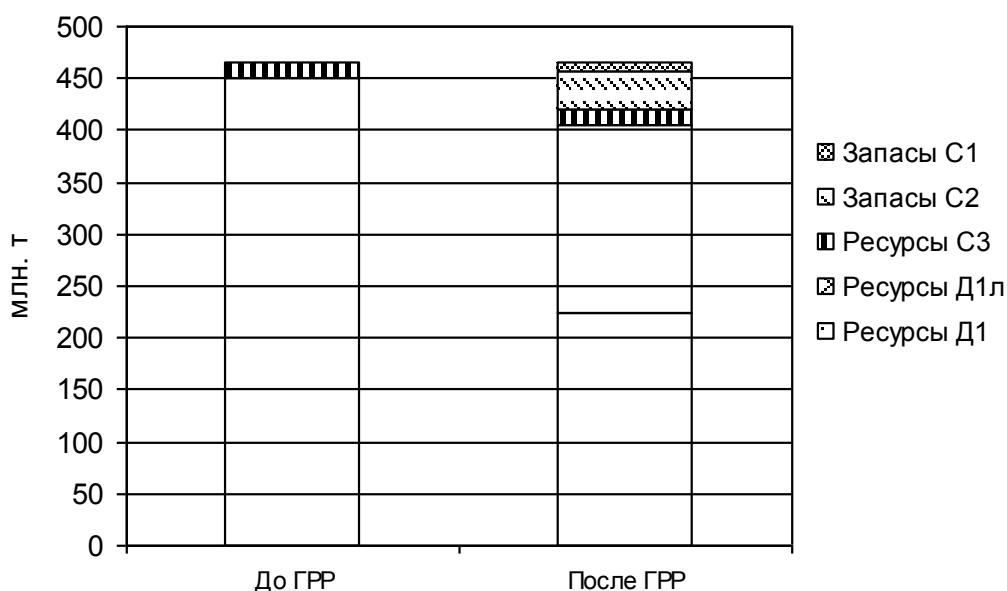


Рис.1. Структура запасов и ресурсов на изучаемых территориях

4. Исходные геолого-промысловые параметры приняты на основании данных геолого-геофизических исследований по открытым месторождениям в регионах, где намечено пробурить оцениваемые параметрические скважины. Предполагается, что при разработке объектов будет применено горизонтальное

бурение, эффективность которого в условиях Восточной Сибири доказана на Ковыктинском и Талаканском месторождениях.

5. Обоснование нормативов для прогнозирования затрат на подготовку и освоение нефтяных объектов проведено и использованием фактических данных по ряду нефтедобывающих компаний Западной Сибири, данных ТЭО освоения нефтяных месторождений Восточной Сибири, утвержденных коэффициентов переоценки основных средств и нематериальных активов, индексов изменения стоимости основных фондов.

6. При расчете денежных потоков учитываются затраты на проведение всего цикла геологоразведочных работ, необходимого для перевода нелокализованных ресурсов в запасы промышленных категорий (сейсморазведочные работы, поисковое и разведочное бурение). Предполагается, что они будут финансироваться недропользователями, а проведенное параметрическое бурение и другие региональные работы позволят повысить их эффективность. Коэффициент перевода ресурсов категории D_1 в запасы C_1 принят равным 0,25. Коэффициент извлечения нефти принят по аналогии с месторождениями-аналогами и составляет 0,3.

7. Предполагается реализация нефти на экспорт в полном объеме. В расчётах учитываются инвестиции в строительство трубопроводов-подключений до ближайших месторождений, намеченных к первоочередному освоению. Предполагается, что дальнейшая транспортировка нефти будет осуществляться по системе магистральных трубопроводов и затраты на транспортировку по ним учитываются через тариф.

8. Норматив дисконтирования с учетом риска для прогнозных ресурсов принимается равным 25 %, для перспективных ресурсов – 20 %, для запасов C_1 и C_2 – 15 %. Таким образом, оценка изучаемого объекта до проведения здесь параметрического бурения проводилась с нормой дисконта 25 %, а после осуществления программы параметрического бурения – с нормой дисконта 22 %, полученной как средневзвешенное значение по объемам запасов и ресурсов после изменения их структуры.

9. Оценка проводится для действующего налогообложения в рублях в постоянных ценах.

На рис. 2 показана структура экономической эффективности бюджета от освоения рассматриваемых территорий.

Как видно на рисунке, государство может получить доход в виде налогов и платежей как с реализацией программы региональных работ, финансируемых за счет бюджета, так и без нее. Однако, как видно на рисунке, эффективность бюджета может увеличиться более чем на 20 %. Проведение региональных работ на изучаемых территориях позволит в дальнейшем увеличить дисконтированные доходы бюджета (сумма налогов и платежей) на 17,5 млрд. руб. Таким образом, инвестиции государства в региональные работы в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия), общая сумма которых составляет 3,104 млрд. руб., многократно окупаются.

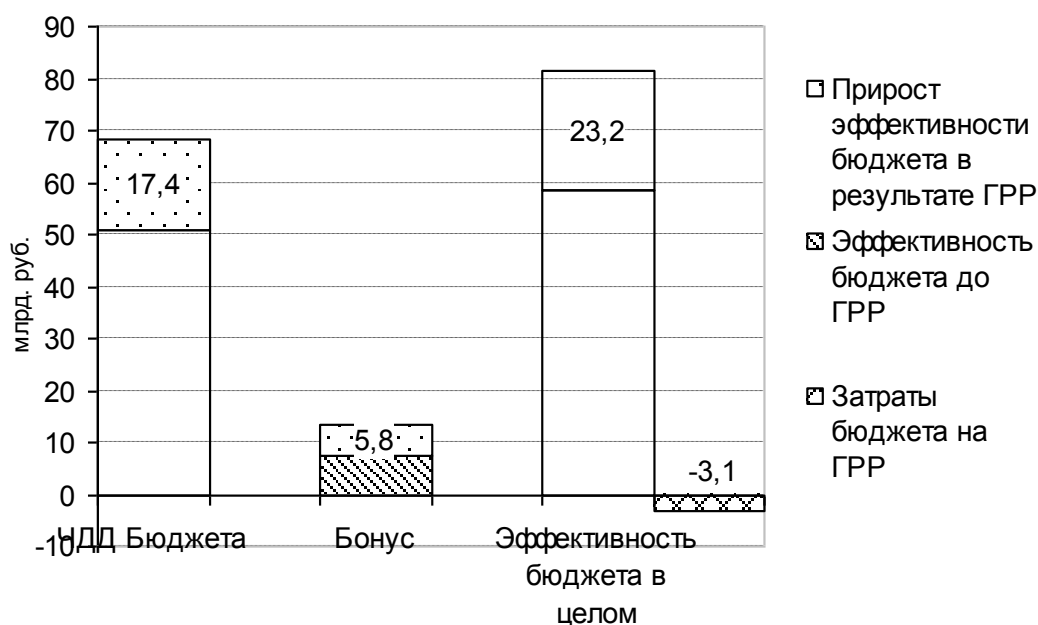


Рис.2. Прогнозная эффективность бюджета от освоения изучаемых территорий

Кроме того, часть средств может быть возвращена Государству путем бонусных платежей при лицензировании. Финансируемые из бюджета РФ региональные работы повысят инвестиционную привлекательность выставляемых на аукцион лицензионных участков, что будет способствовать увеличению разового платежа за пользование недрами, выплачиваемого по результатам аукциона. Прогнозируется, что после осуществления на оцениваемых территориях программы параметрического бурения общий объем разовых платежей может увеличиться на 5,8 млрд. руб.

Таким образом, потратив 3,104 млрд. руб. на предлагаемые региональные работы, Государство может вернуть эти средства в результате конкурсов и аукционов и в дальнейшем получить в виде прироста дисконтированных налоговых поступлений сумму до 17,5 млрд. руб. Следовательно, общая бюджетная эффективность предлагаемой программы параметрического бурения и комплексного геолого-геофизического обоснования перспективных на нефть и газ объектов составит около 20 млрд. руб.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Стоимостная оценка запасов и ресурсов углеводородного сырья / А.А. Герт и др. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – М.: 2006. – № 2. – С. 54-60.
2. Концептуальные вопросы применения методики стоимостной оценки месторождений и участков недр, содержащих запасы и ресурсы нефти и горючих газов, в задачах государственного регулирования в недропользовании / А.А. Герт и др. // Сб. матер. междунар. научно-практ. конф. «Актуальные проблемы прогнозирования, поисков, разведки и добычи нефти и газа в России и странах СНГ. Геология, экология, экономика». – СПб., 2006. – С. 165-176.
3. ПК «Стратегия» как инструмент оценки финансово-экономической эффективности геологоразведочных работ / А.А. Герт и др. // Технологии ТЭК – М., 2004. – № 5. – С. 88-93.

© К.Н. Волкова, 2007

РОЛЬ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА В РАЗВИТИИ СЕВЕРНЫХ РЕГИОНОВ

При формировании эффективной государственной политики в крупном регионе необходим учет соотношения коммерческих (интересы хозяйственных субъектов), социально-экономических (интересы населения округа, региональных и местных органов власти) и геостратегических (интересы населения других регионов России, федеральных органов власти) факторов. В сырьевых моноотраслевых регионах, исходя из сложившейся в мире практики, по мере исчерпания запасов полезных ископаемых происходит депопуляция территории при деградации инфраструктуры. Этот процесс может быть сдвинут во времени, либо преодолен, если естественным закономерностям добывающих отраслей будет противопоставлен комплекс научно-технических и организационно-экономических решений. Такие решения должны быть направлены на (1) стимулирование развития основной отрасли за счет открытия и ввода в разработку новых месторождений и горизонтов, продления срока эксплуатации существующих объектов, максимально полного использования производственной, транспортной и коммерческой инфраструктуры, (2) диверсификацию экономики региона, экономически оправданное создание новых отраслей, в том числе, с учетом особенностей завершающего этапа разработки на ряде месторождений.

Ямало-Ненецкий автономный округ играет особую роль в обеспечении энергетической безопасности страны, реализации геополитических и коммерческих интересов России в мире. В настоящее время уникальные месторождений на территории округа – Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, на которых в значительной мере базируется вся газовая промышленность страны, – находятся на стадии падающей добычи либо в ближайшие годы перейдут к ней. В этих условиях долгосрочное устойчивое развитие региона только при условии реализации эффективной государственной стратегии, позволяющей обеспечить (1) последовательный ввод новых газовых месторождений и залежей в Надым-Пур-Тазовском междуречье, Обской губе, п-ве Ямал, (2) добычу и использование остаточных запасов свободного газа при низких пластовых давлениях (низконапорный газ) на разрабатываемых месторождениях, (3) развитие нефтяной промышленности.

В округе в пересчете на энергетический эквивалент сосредоточено свыше 30 % российских запасов ископаемого топлива и производится около 50 % первичных энергоресурсов страны. Газовая промышленность РФ базируется, главным образом, на разведанных в ЯНАО уникальных запасах газа, составляющих около 75 % общероссийских и более 25 % от мировых запасов. Кроме того, существуют возможности для значительного наращивания сырьевой базы углеводородов. Согласно оценки ОАО «СИБНАЦ», в округе имеется значительный фонд подготовленных и выявленных структур, а также

неантиклинальных ловушек с суммарными ресурсами нефти около 6,2 млрд. т, свободного газа – 22,6 млрд. м³; конденсата – почти 3 млрд. т. При условии расширения геологоразведочных работ, перспективные и прогнозные ресурсы нефти и газа позволят обеспечить рост и поддержание высоких уровней добычи на долгосрочную перспективу.

Прогноз роста ВВП России и потребности в нефти и газе

Для преодоления отставания в уровне экономического развития и жизни населения России от развитых стран Европы, Северной Америки, Восточной Азии необходимо ускорение темпов роста ВВП России. При этом следует наиболее полно использовать имеющиеся у нас преимущества – природно-ресурсный, прежде всего, энергетический потенциал, технологические достижения, образовательный и квалификационный уровень населения.

Энергия – важнейший элемент современной функциональной структуры экономики. Необходимость ускорения темпов экономического роста в России (до 5–8 % в год), требует увеличения объема и повышения эффективности потребления энергоресурсов. При условии, что рост ВВП до 2030 г. на 60 % будет обеспечен за счет повышения эффективности использования энергоносителей, будет продолжен процесс технологически оправданного вытеснения мазута из электро- и теплоэнергетики, произойдет частичная замена газа углем, спрос на газ в стране будет составлять 390–440 млрд. м³; спрос на нефть – 175–215 млн. т.

С учетом намеченных уровней роста ВВП, ожидаемых изменений государственного регулирования газовой и нефтяной промышленности (в частности, повышения внутренних цен на газ и др.), долгосрочных планов компаний при условии расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы (затраты на ГРП должны составлять не менее 6–10 % от объема конечных продаж нефти и газа) добыча газа в России может быть доведена к 2010 г. до 630–675 млрд. м³, к 2020 г. – до 690–740 млрд. м³ и к 2030 г. – до 750–800 млрд. м³, добыча нефти может составить в 2010 г. – 445–490 млн. т, в 2020 г. – 450–520 млн. т, в 2030 г. – 465–550 млн. т.

Реализация геополитических и коммерческих интересов России в мире, необходимость обслуживания и выплаты внешнего долга, предполагают расширение экспорта газа и нефти. При оценке спроса на внешних рынках были учтены устойчивые тенденции в международной системе энергообеспечения, экономические, технологические и демографические процессы в мире, а также действующие долгосрочные и заключенные для реализации в перспективе экономические соглашения.

С учетом внутренних потребностей и прогноза добычи, возможностей и направлений развития энерготранспортной инфраструктуры экспорт газа из России может составить – 350–400 млрд. м³; нефти – 240–305 млн. т, нефтепродуктов – 50–75 млн. т.

Прогноз добычи газа и нефти в ЯНАО

Ямало-Ненецкий автономный округ будет играть важнейшую роль в обеспечении роста добычи газа, нефти и конденсата в России. В соответствии с ролью ЯНАО в энергообеспечении и социально-экономическом развитии

страны, ожидаемым спросом на энергоносители на российском и мировых рынках, исходя из существующей сырьевой базы нефти и газа к 2020 г. объемы добычи газа в ЯНАО могут быть доведены до 580–635 млрд. м³ газа, нефти – до 70–95 млн. т, конденсата – до 11,5–18,6 млн. т с последующим поддержанием этих уровней за счет ввода в разработку новых, прогнозируемых к открытию, месторождений (табл. 1–3). Одновременно будет происходить изменение межрайонной структуры добычи газа, конденсата и нефти, что потребует реализации ряда организационных мероприятий для обеспечения стабильного социально-экономического развития районов со снижающимися производственными показателями, прежде всего, в газовой промышленности.

Таблица 1. Прогноз добычи газа по районам ЯНАО

	2010	2015	2020	2025	2030
ЯНАО	628,2	630,6	634,2	634,2	634,2
<i>Надымский район</i>	170,8	122,3	90,7	70,2	52,1
<i>Тазовский</i>	155,0	139,3	124,4	100,7	83,1
<i>Ямальский</i>	58,9	155,8	220,7	293,9	372,4
<i>Пуровский</i>	215,4	179,2	164,3	138,3	116,1
<i>Красноселькупский</i>	28,0	34,1	34,1	31,1	10,6

Таблица 2. Прогноз добычи газового конденсата по районам ЯНАО

	2010	2015	2020	2025	2030
ЯНАО	16,6	16,6	18,8	18,8	18,8
<i>в т. ч. Надымский район</i>	4,6	4,6	4,4	4,4	4,4
<i>Тазовский</i>	4,0	4,0	3,8	3,2	2,1
<i>Ямальский</i>	0,0	0,0	2,8	3,9	6,9
<i>Пуровский</i>	7,9	7,9	7,8	7,3	5,4

Таблица 3. Прогноз добычи нефти по районам ЯНАО, млн.т

	2010	2015	2020	2025	2030
ЯНАО	63,3	92,4	94,6	95,1	95,1
<i>Надымский район</i>	5,5	6,7	6,6	6,3	6,1
<i>Тазовский</i>	2,1	18,4	24,7	27,8	29,2
<i>Ямальский</i>	3,2	9,5	9,8	11,2	11,7
<i>Пуровский</i>	49,0	54,2	50,0	46,2	44,6
<i>Красноселькупский</i>	3,5	3,6	3,6	3,7	3,5

Приоритеты развития нефтегазового комплекса ЯНАО

Главные приоритеты нефтяной и газовой промышленности округа в первые десятилетия XXI века – (1) освоение новых перспективных горизонтов и районов, (2) расширенное воспроизводство минерально-сырьевой базы нефти и газа, (3) обеспечение устойчивого развития старых районов нефтегазодобычи (Надымский и др.) за счет наиболее полного извлечения и комплексного

использования углеводородного сырья, в том числе низконапорного газа для нужд газохимии и энергетики, широкого применения современных технологий и методов увеличения нефтеотдачи.

В ближайшие годы необходимо обеспечить доведение добычи нефти на Заполярном месторождении до проектной мощности (100 млрд. м³) за счет ввода УКПГ-3С. В 2007–2008 гг. на месторождении необходимо ввести еще две УКПГ для добычи газа с валанжинских горизонтов. Ежегодная добыча газового конденсата и нефти на месторождении составит не менее 3,9 млн. т.

В округе должно происходить опережающее развитие нефтяной промышленности, прежде всего, в Пуровском и Тазовском районах, формирование нефтеперерабатывающей и нефтетранспортной инфраструктуры. Крупные центры нефтедобычи промышленности могут быть созданы в Ямальском и Надымском районах. Это дает возможность быстрого повышения бюджетной эффективности нефтегазового комплекса, решения ряда социально-экономических задач.

Стратегическим направлением развития нефтегазодобывающего комплекса России в ЯНАО является освоение месторождений полуострова Ямал. Это позволит достигнуть и поддерживать высокие уровни добычи газа, нефти, конденсата в ЯНАО, обеспечить устойчивое развитие экономики и энергетики России за пределами 2010–2015 гг. Для реализации намеченных уровней добычи углеводородов, обеспечения энергетической безопасности страны и ресурсной безопасности ЯНАО необходимо проведение значительного объема геологоразведочных работ. До 2020 гг. объем поисково-разведочного бурения на нефть и газ должен составить при простом воспроизводстве более 44 млн. м, при расширенном – более 58 млн. м, объем сейсморазведочных работ 2D – 1,5 и 1,7 млн. км, 3D – 230 и 300 тыс. км² соответственно. В рамках этих сценариев объем финансирования поисково-разведочного глубокого бурения и сейсморазведочных работ составит около 20 млрд. долл. за весь период.

Обеспечение реконструкции и развития системы магистральных трубопроводов для внутрироссийских и экспортных поставок углеводородного сырья из ЯНАО, предполагает реализацию следующих инвестиционных проектов:

- Замена 30 тыс. км трубопроводов, замена и реконструкция более 900 агрегатов на линейных компрессорных станциях;
- Завершение строительства магистральных газопровода «Ямал – Западная Европа»;
- Строительство восточного газопровода на юг Западной Сибири и Красноярского края с возможным выходом по кратчайшему маршруту в Северо-Западные регионы КНР (Синьцзян-Уйгурский автономный район, Автономный район – Внутренняя Монголия) с подключением к транскитайскому газопроводу «Восток – Запад»;
- Строительство новых трубопроводов на территории ЯНАО от месторождений Тазовского и Пуровского районов, подключающихся к действующим трубопроводным системам;

- Строительство нефте-, газо- и конденсатопроводов от месторождений к пунктам переработки и отправки; при определении маршрутов газопроводов целесообразно учитывать возможность использования месторождений, находящихся на завершающем этапе разработки в режиме месторождений – регуляторов (предусматривается закачка сухого газа из магистрального газопровода, повысит уровень извлечения выпавшего конденсата, расширить активный объем подземного хранения газа);
- Создание инфраструктуры для транспортировки нефти, конденсата и СПГ по Северному морскому пути в Европу, а долгосрочной перспективе в страны АТР и Северной Америки;
- Строительство наливных терминалов на п-ве Ямал (Харасавэй), Обской губе (мыс Каменный), а для транспорта углеводородов из восточной части ЯНАО – в Низовьях Енисея.

Важнейшая составляющая устойчивого долгосрочного развития нефтегазового комплекса и экономики ЯНАО, повышения его эффективности – диверсификация хозяйства за счет развития производств по глубокой переработке углеводородного сырья, ориентированных на комплексное использование извлекаемого сырья и выпуск продуктов с повышенной добавленной стоимостью: бензина дизельного топлива, сжиженного природного (СПГ) и попутного нефтяного (СНГ) газов, метанола, GTL, полипропилена, этилена, а также изделий из полимерных материалов, электроэнергетики в масштабах регионального спроса.

В этих условиях низконапорный газ будет выступать в качестве основного сырья и энергоносителя для газопереработки, газохимии, местной и региональной энергетики. Стратегическое направление использования низконапорного газа Новоуренгойского и Ямбургского месторождений – организация его поставок на Новоуренгойскую ГРЭС, которую необходимо достроить в ближайшие годы.

Диверсификация нефтегазового сектора ЯНАО предусматривает развитие нефтегазоперерабатывающей промышленности в ЯНАО в результате реализации инвестиционных проектов создания Губкинского нефтеперерабатывающего завода с производством экологически чистых моторных топлив, арктических топлив в объемах, достаточных для удовлетворения нужд округа, Новоуренгойского газохимического комплекса по переработке газа и конденсата, развития переработки попутного газа на Губкинском и Муравленковском ГПЗ, а также непосредственно на промыслах Пуровского района с выпуском сжиженных газов, дизельного топлива, строительство двух новых ГПЗ в Тазовском и Пуровском районах.

Капитальные вложения

Инвестиции в комплексное развитие газовой промышленности ЯНАО составят до 2020 г. 85–90 млрд. долл., что в среднегодовом выражении на 10–12 % превышает объем капитальных вложений дочерних предприятий ОАО «Газпром» на всей территории России последних лет (4,5 млрд. долл. в 2003 г.).

Рост удельных капитальных вложений будет обусловлен: (1) ухудшением качества сырьевой базы разрабатываемых месторождений, увеличение доли низконапорного и жирного газа, (2) выходом в новые районы с более сложными природно-климатическими и горно-геологическими условиями освоения, (3) потребностью в дополнительных инвестициях в создание новой и поддержание существующей производственной и транспортной инфраструктуры, (4) удорожанием основных затрат в результате продолжения реального укрепления рубля по отношению к международным платежным единицам, (5) опережающим ростом стоимости факторов производства в условиях вступления России в ВТО.

Капитальные вложения в нефтяной промышленности составят до 2020 г. 30–35 млрд. долл. В этом секторе объем удельных инвестиций на новых месторождениях в освоенных районах будет соответствовать современному уровню, достигнутому на эксплуатируемых в настоящее время объектах. Удорожание капитальных вложений за счет ухудшения горно-геологических условий разработки будет компенсироваться повышением технологического уровня добычи нефти. В новых районах добычи уровень удельных капитальных вложений будет на 15–20 % выше, что связано в основном с необходимостью создания дополнительной транспортной инфраструктуры.

Финансовые ресурсы для капитальных вложений будут формироваться в основном за счет собственных средств компаний – амортизации и реинвестирования части прибыли. При освоении новых районов добычи предполагается также привлечение кредитных средств на условиях проектного финансирования. В перспективе до 25–30% общего объема инвестиций может составить заемный и акционерный капитал. Инвестиции в новые крупные проекты будут в основном осуществляться на условиях проектного финансирования, то есть под обеспечение финансовых потоков, генерируемых самим проектом.

Инвестиции в геологоразведочные работы составят около 20 млрд. долл. или 0,9–1,2 млрд. долл. в год, что не превысит 2 % от стоимости конечных продаж нефти и газа на внутреннем и внешнем рынках. Однако их основной объем (около 60 %) будет формироваться за счет нефтяных компаний. Региональные геологоразведочные работы в среднем за период будут составлять 120–150 млн. долл. в год и формироваться за счет средств федерального и регионального бюджетов.

Условия долгосрочного устойчивого социально-экономического развития ЯНАО

1. Для улучшения делового климата в ЯНАО необходимо эффективное взаимодействие Администрации с крупнейшими компаниями, которое предполагает:

- Заключение генеральных соглашений о сотрудничестве и согласованной социально-экономической политике;
- Создание совместных предприятий Администрации округа и вертикально-интегрированных нефтяных и газовых компаний;

- Введение представителей Администрации округа в Совет директоров компаний;
- Создание окружных унитарных предприятий для контроля за ВМСБ, поддержания занятости на месторождениях с низкой коммерческой эффективностью, том числе при добыче низконапорного газа;
- Формирование конкурентной среды в виде привлечения вертикально-интегрированных и независимых компаний к участию в инвестиционных проектах (ЛУКОЙЛ, ЮКОС, Сургутнефтегаз и др.).

2. С учетом особой роли региона в обеспечении энергетической безопасности России, экономических и геополитических интересов страны в мире, уникальности газовых месторождений, вышедших либо выходящих на падающую стадию добычи, необходима реализация комплекса организационных, технологических и экономических решений.

- Передача объектов на завершающей стадии добычи на баланс местных либо региональных органов власти;
- Создание на объектах на завершающей стадии добычи инновационных полигонов для реализации передовых НИОКР, обеспечения наиболее полного извлечения сырья, его эффективного использования, продления сроков эксплуатации промысловой, транспортной и социальной инфраструктуры;
- Создание на объектах на завершающей стадии добычи социальных предприятий для сохранения кадрового потенциала отрасли, обеспечения занятости специалистов, сохранения их квалификационного уровня;
- Создание на базе муниципального образования Надым и Надымский район специальной экономической зоны с особым режимом налогообложения, инвестиций и инноваций.

3. Важнейшим элементом эффективного функционирования газовой промышленности, стимулирования НИОКР в области добычи, переработки, транспортировки и использования газа, реализация потенциала энергосбережения, обеспечения устойчивого социально-экономического развития ЯНАО станет значительное повышение внутренних цен на газ в структуре относительных энергетических цен. Уровень равновесных внутренних цен на газ должен составлять не менее 60-70 % от уровня европейского оптового рынка. Это сохранит конкурентные преимущества для российских предприятий – потребителей газа, одновременно повысит уровень коммерческой привлекательности внутреннего рынка.

© В.В. Елгин, О.М. Ермилов, В.И. Кононов, Т.И. Зинаидова, 2007

СОСТОЯНИЕ ЛИЦЕНЗИРОВАНИЯ И ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ОСВОЕНИЯ УЧАСТКОВ НЕРАСПРЕДЕЛЕННОГО ФОНДА НЕДР В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ НА ПРИМЕРЕ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Иркутская область имеет значительный потенциал для воспроизводства минерально-сырьевой базы. Прирост запасов УВ осуществляется как за счет доразведки уже открытых месторождений, так и при открытии новых на перспективных землях.

Первые лицензионные соглашения на территории области были заключены в 1996 году. На тот период, да и на сегодняшний момент территория области была изучена крайне неравномерно. Наибольший объем бурения и сейсморазведочных работ приходился на 70–80-е годы, после чего резко сократился. В небольшом объеме работы велись лишь на Вакунайском и Ковыктинском месторождениях.

Несмотря на слабую и неравномерную изученность, в Иркутской области на настоящему времени открыто 13 месторождений нефти и газа, в том числе – 4 крупных (Верхнечонское, Дулисьминское, Ярактинское, Вакунайское) и одно уникальное – Ковыктинское.

Первым было открыто мелкое по запасам УВ Атовское газоконденсатное месторождение. В 1962 г. было открыто Марковское нефтегазоконденсатное месторождение – первое в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы. На этой территории были развёрнуты широкомасштабные нефтегазопроисследовательские работы, которые привели к последующим крупным открытиям.

В пределах Ангара-Ленской ступени работы велись в меньших объемах. Вслед за Атовским было открыто Братское месторождение (1972 г.). Большим успехом было открытие в 1986 г. Ковыктинского месторождения конденсатного газа. Это месторождение приурочено к гигантской литологической ловушке, контуры которой не установлены и по сей день.

В 2000-е годы после длительного перерыва поисково-разведочные работы в Иркутской области возобновились, что привело к открытию в центральной части Ангара-Ленской ступени Ангаро-Ленского и Левобережного месторождений.

На сегодняшний день все месторождения Иркутской области, за исключением Пилюдинского, находятся в распределенном фонде недр.

Первые лицензии были выданы на Марковское и Ярактинское месторождения.

Всего на территории Иркутской области выдано 43 лицензии. Динамика лицензирования, как и динамика разведки, неравномерна. В период до 2000 года в пределах области было выдано лишь 10 лицензий, и только в прошлом году выдано 16 лицензий. В первые годы участки выдавались, в основном, на уже разведанные месторождения и примыкающие к ним площади. Сейчас компании приобретают участки, на которых оценены лишь ресурсы. Это, в первую очередь, связано с началом строительства нефтепровода.

Судя по последним аукционам, на рынке конкурируют пять крупных компаний: «Роснефть», «Сургутнефтегаз», дочерние предприятия компании «Газпром», Иркутская нефтяная компания и ТНК ВР. Эти участники четко определяют себя на территории области.

В пределах области выдано 43 лицензии, принадлежащие 23 компаниям. Суммарная площадь лицензионных участков составляет 15 % территории области. На оставшейся площади сосредоточено огромное количество ресурсов. При грамотной политике лицензирования данная территория будет адекватно востребована и грамотно изучена.

Для этого необходима комплексная геолого-экономическая оценка земель, находящихся в нераспределенном фонде недр. В Институте нефтегазовой геологии и геофизики были проведены работы по расчету эффективности освоения участков в пределах Иркутской области независимо и совместно с отраслевыми институтами Министерства природных ресурсов.

В основу оценок легла комплексная оценка каждого участка.

Каждый участок рассматривался как отдельный геологический объект. Были приняты следующие условия: участок не должен рассекал ранее выявленные либо оцененные структуры; в административном положении должен принадлежать одной территориальной единице; не должен разделяться крупными реками, и т.д.

Данная схема легла в основу расчетов, выполненных в нашем институте. Помимо этого, участки были оценены и по схеме, принятой Министерством природных ресурсов.

Оценка освоения участков основывалась на данных о геологическом строении и ресурсном потенциале участка. При этом в пределах участка была рассмотрена ресурсная оценка каждого нефтегазоносного комплекса с разделением на флюиды. По результатам этой оценки и с учетом геологической ситуации, по методике, разработанной в институте, было определено основное месторождение в пределах участка.

Для открытия прогнозируемого месторождения на участке планируется на первый год переобработка ранее выполненных сейсморазведочных работ, анализ сохранившегося кернового материала, дополнительные наземные и другие источники поиска. В зависимости от изученности на второй или третий год закладывается первая поисковая скважина.

Принимая оптимистичную модель, мы полагаем, что двумя из трех или четырех скважин мы открываем основное месторождение в пределах участка и переходим на разведочный этап.

Стоит сделать отступление, что такая оптимистическая схема нашла подтверждение при открытиях в последние годы в пределах области Левобережного и Ангара-Ленского месторождений.

На основном месторождении участка, на разведочном этапе, исходя из сложности месторождения, величины его запасов и площади, закладываем разведочные скважины, с сеткой, адаптированной к району работ. После этого начинается опытно-промышленная эксплуатация. Одновременно продолжаются поиски залежей - «спутников».

Как для основного месторождения, так и для «сателлитов» была спроектирована схема моделирования системы разработки месторождений нефти и газа, максимально приближенная к реальности. После этого была проведена детальная экономическая проработка каждого участка в плане эффективности его освоения и реализации продукта, которая показала, что при грамотной разработке все рассматриваемые участки эффективны и привлекательны не только с коммерческой точки зрения, но и в плане поступления средств в бюджет.

Необходимо учитывать, что участки на севере области эффективны для разработки преимущественно на нефть, а на юге – на газ, при этом существует и переходная зона, где необходимо, в первую очередь, добывать нефть, а затем – газ.

Лицензионные соглашения охватывают весь спектр работ, которые компании должны провести на участке, но при этом они не позволяют детально изучить участок, так как геологическое строение территории Иркутской области очень сложное и требует специальных методик изучения.

При этих условиях добросовестный недропользователь не может довести изученность своей территории за отведенные законом на поисковый этап годы до требуемого состояния. Это связано с тем, что площади выдаваемых лицензий не согласуются с необходимыми для доведения изученности до требуемого состояния объемами.

ИНГГ СО РАН после проведенных расчетов всевозможных схем остается на следующей позиции: участки не должны превышать площади 2 000 км². Изучить такую территорию под силу любой компании, что повысит изученность области и многократно увеличит прирост запасов. Если у компании есть желание, силы и возможность, она в любом случае будет приобретать не один участок, а блок или блоки, как показали аукционы прошлого года, и не только по Восточной Сибири.

© С.А. Мусеев, В.А. Топешко, Ю.Г. Еремин, 2007

УДК 631.4:504.054(571.12)

В.Н. Щукина

ТюмГАСУ, Тюмень

ОСОБЕННОСТИ РЕКУЛЬТИВАЦИИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

Как известно, процесс рекультивации заключается в проведении комплекса работ, направленных на восстановление продуктивности и хозяйственной ценности земель, а также на улучшение условий окружающей среды.

На территории месторождений нефти основными потенциальными источниками загрязнения почв нефтью и нефтепродуктами являются:

- Трубопроводы различного назначения;
- Шламовые амбары;
- Скважины;

- Пункты сбора и подготовки нефти;
- Кустовые насосные станции;
- Технологические резервуары.

Для каждого загрязненного участка определяется общая площадь, степень и давность загрязнения, биотоп, почвенно-гидрологические условия, и другие показатели, имеющие значение для выбора технологии рекультивационных работ. Весь комплекс работ по рекультивации загрязненных нефтью земель подразделяется на два основных этапа: технический и биологический.

Технический этап рекультивации включает: сооружение подъездных путей (в случаях отсутствия подъездных дорог к подлежащим рекультивации участкам, прокладываются временные подъездные пути, переезды через трубопроводы, обеспечивающие возможность доставки к месту разлива необходимой спецтехники и материалов); локализация аварийных разливов нефти; сбор разлитой нефти; срезка верхнего сильнозагрязненного слоя почвы; удаление сухостоя.

Биологический этап рекультивации должен обеспечить создание благоприятных условий для биодеградации остаточной нефти и высаживаемых на рекультивированном участке растений.

Биологический этап рекультивации нефтезагрязненных земель в природных условиях Тюменской области может состоять из следующих процессов:

1. Торфование.

На участках с сильным загрязнением почвы нефтью целесообразно использование торфа в качестве потенциально плодородной среды (высокая адсорбционная способность к нефтяному загрязнению, возможность окисления нефти содержащимися в нем микроорганизмами, потенциальная способность к естественному зарастанию растениями).

Торфование используется и в недоступных для механизированной обработки почвы местах или как самостоятельный агротехнический прием при свежих разливах вместо обработки почвы.

2. Фитомелиорация.

Работы по созданию древесно-кустарниковой и травянистой растительности начинаются после снижения концентрации нефтепродуктов в почве до нижних пределов фитотоксичности, соответствующих уровню низкой степени загрязненности по общепринятой классификации (до 10 % нефти в торфе и до 2 % – в минеральных грунтах).

3. Рыхление нефтезагрязненного слоя почвы.
4. Известкование.
5. Внесение минеральных удобрений.
6. Орошение аэрированной водой.
7. Создание искусственного микрорельефа.
8. Использование микроорганизмов-биодеструкторов нефти.

Проанализировав различные технологии рекультивации нефтезагрязненных земель Тюменской области, были обнаружены некоторые противоречия. Например, в части использования торфа в процессе рекультивации.

С одной стороны, в условиях Крайнего Севера торф является основным источником органических удобрений и внесение норм торфа (120–720 т/га) в сочетании с минеральными удобрениями на тундровые земли значительно повышает их плодородие, что создает оптимальные условия для роста и развития многолетних трав при биологической рекультивации этих земель [3].

Но с другой стороны, восстановление плодородия лесных (предназначенных для выращивания леса) земель сельскохозяйственными методами, т. е. внесением навоза, торфа, высевом многолетних трав, неприемлемо ни с экономических, ни с экологических позиций. Поскольку использование торфа потребует нарушения огромных территорий болот, высев многолетних трав может привести к окончательному уничтожению ягодников черники, брусники, голубики, других ценных лесных растений, затруднит лесовосстановление.

Биологическая рекультивация техногенно нарушенных лесных земель должна не только повышать плодородие почв, но и обеспечивать восстановление исходных биогеоценозов, способных воспроизводить все виды лесных ресурсов, обладать всеми средозащитными функциями, формироваться на принципах саморегулирования. Таким требованиям удовлетворяет биологический метод рекультивации, основанный на выращивании лесных насаждений, которые по составу и структуре аналогичны типам леса, уничтоженным при временном пользовании земельным участком, обеспечивают восстановление естественного круговорота азота, фосфора, калия, подъем их из глубинных слоев почвы и материнской породы, накопление и фиксацию в корнеобитаемом слое почвы [4].

Кроме этого, при рекультивации нефтезагрязненных земель важную роль играют условия окружающей среды, а именно температура воздуха.

Согласно этому отметим, что существующие технологии восстановления нефтезагрязненных почв, как правило, рассчитаны на проведение рекультивационных работ лишь в теплый период времени, что вполне объяснимо. Аборигенные и интродуцированные микроорганизмы, принимающие участие в биодеструкции углеводородов нефти, наиболее активны в диапазоне температур +15 – +25°C. С понижением температуры воздуха процессы разложения нефти и нефтепродуктов приостанавливаются. Для северных районов активный период восстановительных работ составляет в среднем 1,5–2,0 месяца.

В новых технологиях, основой которых являются углеводородокисляющие бактерии, в качестве носителя и сорбента используется торфяная крошка.

В условиях отрицательных температур значительно повышается вязкость разлитой нефти и использование торфяной крошки на загустевшей нефти малоэффективно.

При высоком уровне стояния нефти на месте аварии необходимо использовать гранулированный торф, способный под весом своей тяжести утонуть в нефтяном пятне.

Основным предназначением данной технологии является восстановление замасленных земель [1].

Данная технология недостаточно эффективна и экономически выгодна при рекультивации торфяных почв.

Торфяные почвы северных регионов содержат значительное количество углеводородоокисляющих микроорганизмов. В связи с этим способ биологической очистки нефтезагрязненных почв, предполагающий внесение моно- и поликультур нефтеусваивающих микроорганизмов, целесообразно применять, с точки зрения получения наименьших ресурсозатрат, только для минеральных почв или в условиях интенсивной очистки почв на специально оборудованных технологических площадках.

Следующая технология рекультивации нефтезагрязненных почв представляет собой комплекс агромелиоративных мероприятий, направленных на максимальное стимулирование активности аборигенной углеводородоокисляющей микрофлоры самой почвы, в том числе и в неблагоприятных почвенно-климатических условиях северных регионов.

Особенность данной технологии состоит в том, что стимулирование активности микрофлоры обеспечивается за счет внесения природных алюмосиликатных минералов, сочетающих в себе свойства сорбента, как для нефти, так и для углеводородоокисляющих микроорганизмов почвы, а также источника микроэлементов, необходимых для активации нефтеокисляющих и азотфиксирующих микроорганизмов почвы, обеспечивающих значительный дополнительный приток атмосферного азота в почву.

Применяемая в рамках данной технологии схема внесения минеральных удобрений разработана с учетом характера и динамики естественных микробиологических процессов в очищаемой почве и способствует поддержанию этих процессов на максимально высоком уровне, тем самым значительно сокращая сроки очистки почвы [2].

Поэтому при решении проблемы рекультивации нефтезагрязненных торфяных почв более целесообразным представляется разработка способов стимулирования активности аборигенной нефтеусваивающей микрофлоры загрязненного грунта, не требующих трудоемких, дорогостоящих операций, связанных с выделением, культивированием и внесением углеводородоокисляющей культуры микроорганизмов.

В заключение следует отметить, что успешным результатом завершения комплекса рекультивационных работ признается достижение соответствия основных характеристик состояния восстановленного участка установленным нормативным требованиям. Виды и объемы работ, необходимые для эффективной рекультивации каждого конкретного участка, производятся исходя из результатов, полученных в процессе обследования загрязненного участка и разработанного проекта на выполнение работ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Салангинас Л.А. Технология рекультивации загрязненных нефтью земель в зимний период с использованием аборигенных микроорганизмов-деструкторов нефти / Л.А. Салангинас. – Екатеринбург: ЗАО научно-производств. система «Элита-комплекс», 2002. – 71 с.
2. Терещенко Н.Н. Рекультивация нефтезагрязненных почв / Н.Н. Терещенко, С.В. Лушников, Е.В. Пышьева // Экология и промышленность. – 2002. – № 10. – С. 17-20.
3. Тихановский А.Н. Использование торфа при рекультивации земель на Крайнем Севере / А.Н. Тихановский // Сб. матер. междунар. симпоз. – Тюмень: ТГСХА, 2006. – 324 с.
4. Чижов Б.Е. Руководство по проведению биологического этапа рекультивации техногенно нарушенных лесных земель Ханты-Мансийского автономного округа / Б.Е. Чижов, А.И. Захаров, Г.А. Гаркунов. – Ханты-Мансийск, 2003.

© В.Н. Щукина, 2007

УДК 553.981(571.16)

М.В. Соловьев, В.А. Конторович, Л.М. Калинина

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ВЕРХНЕЙ ЮРЕ ЮЖНОЙ ЧАСТИ КАЙМЫСОВСКОГО НГР

В настоящей работе рассмотрено влияние тектонических процессов на формирование залежей углеводородов в келловей-волжских отложениях южной части Каймысовского нефтегазоносного района, расположенного на юго-востоке Западной Сибири.

Согласно схеме тектонического районирования рассматриваемый район находится в зоне сочленения структур первого порядка – Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины.

Основные запасы и ресурсы нефти и газа в юго-восточных районах Западной Сибири связаны с юрскими отложениями и сконцентрированы в антиклинальных ловушках. Фонд неоткрытых положительных структур практически исчерпан. Вновь открываемые месторождения нефти и газа связаны со сложно построенными ловушками. Среди них значительную роль играют тектонически ограниченные залежи углеводородов, в частности в верхнеюрских отложениях (горизонт Ю₁) на юге Каймысовского свода. Следует отметить, что все залежи исследуемой территории нефтяные и приурочены к песчаным пластам регионально развитого горизонта Ю₁.

Геологический разрез келловей-волжских отложений в районе исследования представлен васюганской, баженовской и местами георгиевской свитами, которые формировались преимущественно в прибрежно-, мелководно-, и глубоководно-морских условиях.

Наличие в разрезе келловей-волжских отложений песчаных пластов горизонта Ю₁, способных концентрировать значительные залежи углеводородов, и перекрывающих пород баженовской свиты, которые являются в Западной Сибири основным источником нефти и одновременно являются региональным флюидоупором, создает благоприятные предпосылки для формирования месторождений нефти и газа. В рассматриваемом районе

наибольшие перспективы нефтеносности связаны с пластами подугольной пачки, которые имеют плащеобразное распространение. Это обстоятельство предопределило тот факт, что в юго-восточных районах Западной Сибири залежи в песчаных пластах подугольной пачки, как правило, контролируются антиклинальными структурами и не осложнены литологическими экранами. В то же время анализ геолого-геофизических материалов по югу Каймысовского НГР показал, что здесь исключительно структурным фактором объяснить распространение залежей не возможно. Так, на большинстве месторождений этого района залежи контролируются в разных частях разными уровнями ВНК, в пределах ряда структур водоносные скважины располагаются гипсометрически выше продуктивных и т.д. Учитывая, что на временных сейсмических разрезах, характеризующих строение рассматриваемого района, фиксируется большое количество разрывных нарушений, секущих юрскую толщу пород, было высказано предположение о том, что на рассматриваемой территории залежи являются структурно-тектоническими.

В рамках проведенных исследований была осуществлена детальная корреляция разрывных нарушений и выполнена их дифференциация по времени формирования и глубине проникновения. При выделении разрывных нарушений по материалам сейсморазведки были использованы следующие критерии: нарушение осей синфазности отражающих горизонтов, наличие дифрагированных волн, падение энергетического уровня сейсмической записи и т.д. Наряду со стандартными временными разрезами использовались разрезы, прошедшие процедуру амплитудной фильтрации. Для картирования разломов по площади, их дифференциации глубине проникновения в осадочный чехол и времени формирования были использованы также карты градиентов структурных поверхностей и изопахит сейсмогеологических комплексов. На картах градиентов и других производных структурных поверхностей разломам соответствуют относительно протяженные узкие линейные зоны увеличенных значений картируемого параметра.

Формирование разрывных нарушений тесно связано с интенсивностью тектонических процессов, имевших место на разных этапах развития территории. Очевидно, что протяженность и характер (сдвиг, смещение, амплитуда и т.д.) разломов определяются, в первую очередь, размерами блоков, испытывающих на себе различного рода тектонические воздействия и приходящих в движение.

В истории Западно-Сибирского бассейна в мезозое и кайнозое выделено три этапа тектонической активизации [1]: юрский; раннемеловой; позднепалеоцен-неогеновый.

Юрский этап развития. На этапе, предшествующем началу формирования отложений осадочного чехла, в результате герцинской складчатости была сформирована горная страна. Этот процесс сопровождался активным формированием разломов. Доюрские образования повсеместно «разбиты» многочисленными нарушениями, имеющими различную протяженность, амплитуду и ориентировку. Монолитные блоки доюрского основания, которые продолжали, унаследовано развиваться в течение всего мезозоя и кайнозоя,

контролируются, как правило, относительно протяженными разрывными нарушениями, либо серией нарушений, значительной амплитуды. Сами блоки, в свою очередь, «разбиты» большим числом разломов различной амплитуды. Выявлять и коррелировать эти разломы сложно даже по результатам детальных сейсморазведочных исследований.

В течение юры интенсивность вертикальных тектонических движений уменьшалась. В первую очередь, тектонические движения блоков доюрского основания, сопровождавшиеся формированием разломов, ослабли в зонах распространения раннеюрских отложений, затем ааленских и т. д. Анализ сейсмических материалов показал, что в палеодепресссионных зонах, где в юрское время накопилось значительное количество терригенного материала, разрывные нарушения затухают, как правило, в нижней юре – аалене. Не перекрытые отложениями нижней – средней юры выступы доюрского основания продолжали испытывать влияние тектонических движений, сопровождавшихся формированием разломов, на протяжении всей юры. Юрских разрывных нарушений в районе исследований, как и на всей территории бассейна очень много. Существенного влияния на нефтегазоносность келловей-волжских и меловых отложений они не оказывают, так как не проникают в эти горизонты.

Раннемеловой этап тектонической активизации привел в движение только наиболее контрастные, относительно монолитные выступы доюрского основания. На этом этапе были образованы разломы, приуроченные, в основном, к современным крупным поднятиям. Протяженность разрывных нарушений, сформировавшихся в берриас-аптское время, как правило, не превышает 50 км.

Третий этап тектонической активности – позднепалеоцен-неогеновый. В это время в движение пришли значительные по размерам блоки доюрского основания. Сформированные в позднепалеоцен-неогеновый этап тектонической активизации разрывные нарушения, имеют линейную меридиональную направленность.

Принципиальное отличие между раннемеловыми и кайнозойскими разрывными нарушениями заключается в следующем. Кайнозойские разрывные нарушения формировались в период, когда баженовской свита находилась в главной зоне нефтеобразования и интенсивность генерации и первичной миграции углеводородов была максимальной. Эти разломы служили каналами для вертикальной миграции углеводородов из нефтепроизводящих пород баженовской свиты в меловые песчаные резервуары. Раннемеловые разломы формировались на этапе, когда баженовская свита еще не генерировала углеводороды. К моменту, когда нефтепроизводящие породы оказались в главной зоне нефтеобразования эти нарушения были «залечены» и в настоящее время именно они могут служить только тектоническими экранами.

Кайнозойские разрывные нарушения на исследуемой территории немногочисленны. Они выявлены только на восточном склоне Каймысовского свода. Из-за отсутствия разломов этого класса вертикальная миграция

углеводородов на исследуемой территории протекала слабо и к формированию нижнемеловых залежей углеводородов не привела.

Именно раннемеловые разрывные нарушения, способные исполнять роль тектонических экранов, получили широкое распространение на исследуемой территории. Наибольшее количество раннемеловых разрывных нарушений фиксируется в южной части Каймысовского свода, в пределах территории, где рельеф кровли юрского комплекса существенно дифференцирован. Анализ волновой картины, фиксируемой на временных сейсмических разрезах, позволяет сделать вывод о том, что большинство этих разломов малоамплитудны и отображаются в виде незначительных смещения осей синфазности и в наличии узких градиентных зон, характеризующихся разрегулизацией сейсмической записи, хаотическими волновыми полями и падением амплитудно-энергетических характеристик сейсмических отражающих горизонтов, в том числе горизонтов Π^a и В, приуроченных, соответственно, к подошве и кровле баженовской свиты. Высокоамплитудные разрывные нарушения были сформированы по бортам узкой линейной депрессии, осложняющей западную часть Нюрольской мегавпадины. Эти разломы, имеющие северо-западную ориентировку, надежно фиксируются по временным разрезам и характеризуются значительными до 25 мс (50 м) смещениями осей синфазности отражающих горизонтов.

Комплексная интерпретация результатов структурных построений, сети разрывных раннемеловых нарушений и результатов испытаний позволила осуществить построение правдоподобных моделей залежей углеводородов, объяснить различные уровни ВНК в различных частях месторождений и наличие приподнятых водоносных блоков.

Использованные в работе методические приемы выделения на временных разрезах, определения возраста и трассирования по площади разрывных нарушений, показали их высокую эффективность при картировании сложнопостроенных ловушек углеводородов и в других районах Западной Сибири, испытавших на себе влияние постюрской тектонической активизации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири / В.А. Конторович. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 253 с.

© М.В.Соловьев, В.А. Конторович, Л.М. Калинина, 2007

УДК 550.34.038

А.К. Троянов, Ю.Г. Астраханцев, Н.И. Начапкин, С.К. Епископосова
Институт геофизики УрО РАН, Екатеринбург

СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКАЯ ЭМИССИЯ ГЕОСРЕДЫ (АКУСТИЧЕСКАЯ ШУМОМЕТРИЯ) В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

В отличие от известного в отечественной и мировой практике метода скважинной шумометрии при измерении САЭ в скважинах используется

трехкомпонентная система ортогонально расположенных датчиков-акселерометров, жестко скрепленных с корпусом скважинного прибора. Эта система датчиков регистрирует микровибрации среды в вертикальном и горизонтальном направлениях. Кроме того, по соотношению сигналов с трех датчиков в разных полосах частот можно получать информацию, выраженную в более чем 20 расчетных параметрах САЭ.

Применительно к задачам, решаемым нефтепромысловой геофизикой, метод дает как дополнительную информацию, подтверждающую результаты интерпретации стандартных методов ГИС, так и новую, например, о движении флюида или газа по не вскрытому перфорацией пласту-коллектору, о характере насыщенности планируемых к перфорации пластов и др.

Внедрение в практику промысловой геофизики трехкомпонентного геоакустического каротажа стало возможным благодаря созданию аппаратно-программной базы метода. Учитывая современные требования, предъявляемые к геофизическим исследованиям газовых и нефтяных скважин, была разработана специальная цифровая аппаратура с регистрацией и обработкой информации на персональном компьютере. Графическое представление полученной информации возможно с использованием стандартных программ, работающих с LAS – файлами. Обработка результатов измерений сводится к получению двух групп информативных параметров САЭ: измеренных и расчетных. Измеренные параметры – это акустические сигналы с трех датчиков в четырех полосах частоты выраженные в единицах регистрируемых ускорений мм/с².

Расчетные параметры представляют отношения амплитуд зарегистрированных тремя датчиками сигналов в разных полосах частот.

Сейсмоакустическая эмиссия (акустический шум) в скважине и околоскважинном пространстве зависит от геолого-технических, гидрогеологических и геолого-тектонических процессов. Появление высокочастотного акустического сигнала в толще осадочных пород, как правило, связано с процессами флюидогазодинамики. Из опубликованных данных известно, что при движении потока жидкости через перфорационные отверстия и нарушения в трубах, а также по разрушенному цементному кольцу, кавернозным и трещиноватым средам спектр шума излучается в диапазоне частот 1–2 кГц, а при фильтрации потоков в пористых коллекторах спектр имеет высокочастотные составляющие в диапазоне 2–8 кГц. Исследования зависимости интенсивности акустического шума от величины расхода жидкости через заколонное пространство или дефект в колонне показало, что спектр шумового сигнала от дефекта негерметичности обсадной колонны имеет резко выраженные максимумы, при этом высокочастотная составляющая акустических сигналов увеличивается с возрастанием расхода жидкости.

Спектры акустических сигналов производимых водой и воздухом, продавливаемыми при различных градиентах давлений в лабораторных условиях через специальные моделирующее устройство, по опубликованным данным с увеличением градиента давления расширяются, а максимумы перемещаются в направлении возрастания частот. В диапазоне 1 кГц спектр

указывает на существование потоков с турбулентной характеристикой, поэтому двухфазный поток в этом случае не отличим от однофазного.

Флюиды и газы, насыщающие пласт-коллектор, могут генерировать акустические колебания, когда возникает дегазация флюидов и фильтрационный поток становится неустойчивым, с пульсациями скорости и давления, что соответствует переходу числа Рейнольдса через критическое значение. Число Рейнольдса не имеет универсального значения и может находиться в пределах значений от нескольких десятков до тысяч в зависимости от условий фильтрации и свойств флюида или газа. При числах Рейнольдса, превышающих критические значения, движение быстро приобретает сложный и запутанный характер со все меньшими масштабами турбулентности, возмущения взаимодействуют друг с другом, приводя как к упрощению, так и усложнению движения. Сейчас нет исчерпывающей теории возникновения турбулентности в различных типах течений. Допускаемые уравнениями движения моды возмущений обладают разными масштабами, то есть расстояниями, на которых заметно меняется скорость пульсаций. Чем меньше масштаб движений, тем больше градиенты скорости и тем сильнее они тормозятся вязкостью.

Остановимся на некоторых параметрах турбулентности, которая может встречаться на практике при затрубных перетоках, негерметичности обсадной колонны, в перфорированных интервалах, в пластах с интенсивным газовыделением. По мере возрастания числа Рейнольдса сначала появляются крупномасштабные пульсации, затем их масштаб уменьшается. Крупномасштабные обладают наибольшими амплитудами. Их скорость сравнима с изменениями средней скорости на протяжении основного масштаба турбулентности. Мелкомасштабные пульсации, соответствующие большим частотам имеют значительно меньшие амплитуды.

Рассмотренные выше процессы имеют нестационарный колебательный характер и могут рассматриваться в качестве физической предпосылки большого информационного потенциала акустических шумов для решения соответствующих задач на месторождениях углеводородов.

Измерения геоакустических шумов сопряжены с рядом требований к аппаратуре. Разработанная в Институте геофизики УрО РАН цифровая аппаратура обладает чувствительностью, позволяющей регистрировать акустический отклик геосреды на деформации порядка $10^{-8} - 10^{-11}$ м. Регистрация САЭ осадочных пород осуществляется тремя ортогонально расположенными датчиками-акселерометрами типа ДНЗ (преобразователь пьезоэлектрический виброизмерительный). В скважинном приборе устанавливаются датчики с коэффициентами преобразования по напряжению не менее $6 - 10 \text{ мкВ} \cdot \text{с}^2 / \text{мм}$. Амплитудный уровень САЭ в разных полосах частот представляется в единицах регистрируемого ускорения $\text{мм}/\text{с}^2$. Запись сигналов с трех направлений стала возможной благодаря слабой поперечной чувствительности датчиков (относительный коэффициент поперечного преобразования не более 4–10 %). Поперечная чувствительность датчика-акселерометра определяется его максимальной чувствительностью к

колебаниям в направлении, перпендикулярном его главной оси, т. е. параллельном поверхности, на которой он установлен. Дополнительным благоприятным фактором для разделения сигналов с трех направлений является малая амплитуда микровибраций геосреды. Таким образом, в скважине на заданной глубине фиксируются сигналы с трех направлений, что дает возможность для их сравнения по амплитуде в разных полосах частот.

Информация с приборов поступает на последовательный порт персонального компьютера. Разработаны программы ввода информации и вывода ее на монитор ПК. Информация выводится в 3 окна различного цвета. В первое окно выводятся значения измеренных в данной точке параметров САЭ, во второе окно – средние значения за 10–20 измерений в данной точке. Третье окно используется для индикации движения скважинного прибора от одной до другой точки измерений по стволу скважины. На монитор также выводятся значения естественной радиоактивности и глубина точки записи. Программа позволяет работать с фиксированным шагом измерений, задаваемым оператором, или с использованием датчика глубин.

Информация поступает в оперативную память и после окончания измерений записывается на диск с этикеткой, содержащей номер скважины, исследуемый интервал, шаг измерений, дату проведения исследований и другие данные. После записи на диск производится расчет измеренных параметров с учетом сигнала калибровки и коэффициентов преобразования датчиков. Выходная информация представляется в виде четырех LAS-файлов. Первый файл содержит всю первичную информацию, зарегистрированную ПК. Во второй файл заносятся осредненные за 10–20 измерений параметры X , Y , Z на разных частотах и данные каротажа естественной радиоактивности в точке наблюдений. Расчетные параметры $M1$, $M2$, N_x , N_y , N_z , $G1$, $G2$ находятся в третьем файле. Четвертый файл содержит среднеквадратичные отклонения измерений. Графическое представление полученной информации возможно с использованием стандартных программ, работающих с LAS-файлами.

Отличительная особенность измерений САЭ – использование трехкомпонентной системы ортогонально расположенных датчиков-акселерометров, жестко скрепленных с корпусом скважинного прибора. Это позволяет не только регистрировать акустические шумы в горизонтальном и вертикальном направлениях, но и получать по соотношению сигналов с трех датчиков в разных полосах частот новую дополнительную информацию, выраженную в более чем 20 информативных параметрах.

Шаг измерений в каждом конкретном случае определяется условиями поставленной задачи и варьируется в широких пределах. В продуктивной толще для выделения тонких пропластков его можно уменьшать до 0,5 м. Время записи в точке определяется режимом работы аппаратуры и зависит от времени успокоения скважинного прибора при остановке на заданной глубине. Время успокоения визуально контролируется на персональном компьютере и колеблется в пределах 5–10 с. Общее время нахождения прибора в заданной точке не превышает 1 мин.

Применительно к задачам исследований скважин на месторождениях углеводородов физический смысл использования того или иного информативного параметра САЭ (акустических шумов) и его последующая интерпретация на качественном уровне сводятся к следующему.

1. Наличие амплитудных аномалий в диапазоне частот 100–500 Гц (параметры $H1$ и $Z1$) характеризует движение флюида в вертикальном или горизонтальном направлениях, а также динамическую активность осадочной толщи пород.

2. Амплитудные аномалии высокочастотных акустических сигналов (параметры $H2$ и $Z2$) отражают наличие и движение газа или флюида с газовым фактором, при этом увеличение сигнала компоненты Z , по сравнению с горизонтальными, свидетельствует о вертикальном движении газа или газожидкостной смеси.

3. Расчетные параметры $G=Z/H$ позволяют в комплексе с другими параметрами акустических сигналов определить интервалы заколонных перетоков газа или газожидкостной смеси.

4. При слабом движении газа или газожидкостной смеси по пласту, когда не наблюдаются интенсивные амплитудные аномалии сигналов с горизонтальных датчиков, применение параметра $M=X/Y$ в разных полосах частот позволяет зафиксировать это движение, если X/Y не равно единице.

5. Превышение величины отношения $Nh = H2/H1$ ($Nz = Z2/Z1$) уровня 0.8 указывает на наличие нефти за обсадной колонной с газовым фактором от 15 до 50 м³/т и более.

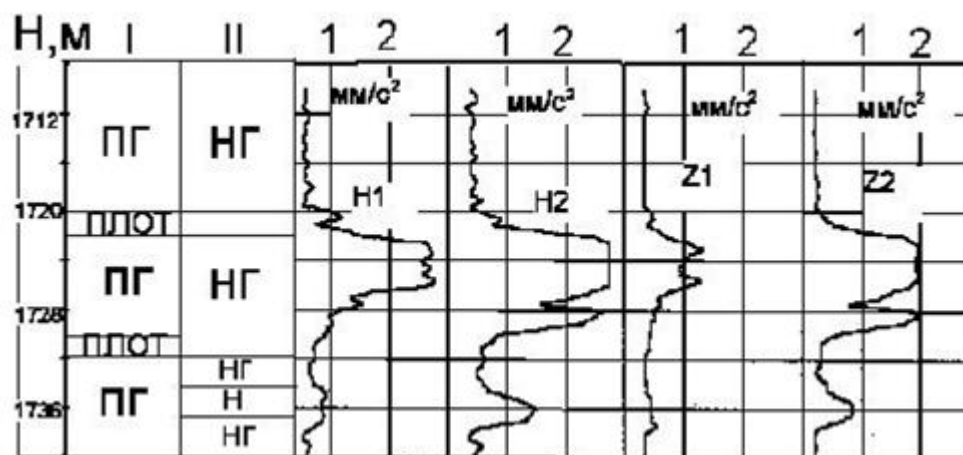


Рис. 1. Диаграммы распределения измеренных параметров геоакустических сигналов. I – литологическая характеристика: ПГ – песчаник глинистый, ПЛОТ – плотные породы; II – характер насыщенности пластов: НГ – нефтегазонасыщенный, Н – нефтенасыщенный

В качестве примера приведем результаты исследования в интервале продуктивного пласта ПК19-20 на Барсуковском нефтяном месторождении скв.3110, куст 43-А. На рис. 1, 2 приведены литологическая характеристика исследуемого интервала (колонка I) и характер насыщенности пластов-коллекторов, определенный по стандартному комплексу ГИС 03.08.90 года.

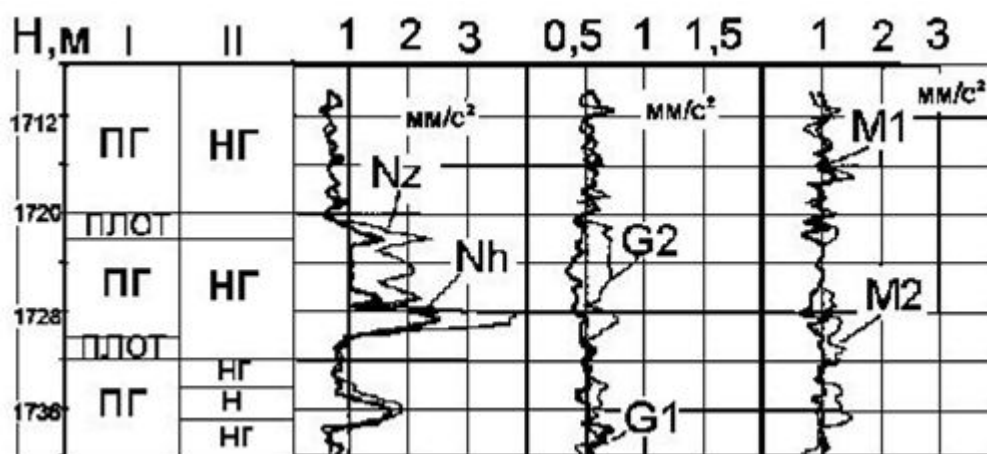


Рис. 2. Диаграммы расчетных параметров

Как видно из рис. 1, некоторые участки нефтенасыщенных коллекторов за прошедшее время обводнились и по состоянию на 20.04.97 г. по данным 3-компонентного геоакустического каротажа отмечаются кривыми с низким слабодифференцированным амплитудным уровнем. Фактически нефтегазонасыщенный интервал выделяется интенсивными аномалиями параметров акустических шумов. Этот интервал ограничен кровлей и подошвой плотных пород, представлен глинистым песчаником и по параметрам метода соответствует движению нефти с газовым фактором. Подтверждением этому являются аномалии Nh и Nz, которые также соответствуют нефти с газовым фактором (рис. 2). Графики расчетных параметров G1 и G2 указывает на отсутствие заколонных перетоков, графики M1 и M2 отражают интенсивность движения флюида по отдельным участкам исследуемого интервала пласта.

К настоящему времени данным методом исследовано более 200 скважин, включая 5 горизонтальных на месторождениях Удмуртии, Пермского Прикамья, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов Западной Сибири, Казахстана, Украины, Татарстана, Ставропольского края, Астраханской области и других регионов.

Созданный и используемый в настоящее время аппаратно-программный комплекс с методическим обеспечением исследований позволяет включить трехкомпонентный геоакустический каротаж в состав стандартных методов ГИС.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, грант 05 – 05 – 65177.

© А.К. Троянов, Ю.Г. Астраханцев, Н.И. Начапкин, С.К. Епископосова, 2007

**ДИНАМИКА ГЕОСРЕДЫ И ИЗМЕНЧИВОСТЬ
ПАРАМЕТРОВ СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКОЙ ЭМИССИИ В КОЛЬСКОЙ
СВЕРХГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЕ**

Изучение вариаций сейсмоакустической эмиссии (САЭ) привело к открытию явления модуляции САЭ длиннопериодными деформационными процессами (Рыкунов и др., 1984). При этом появилась возможность по известным периодичностям деформационных процессов выделять в вариациях САЭ аналогичные периоды и таким образом объяснять их природу. Экспериментальными исследованиями в скважинах было установлено, что в вариациях амплитудного уровня САЭ уверенно выделяются суточные и полусуточные периоды. Характер связи временных вариаций САЭ с земными приливами оценивался следующим образом.

Предположим, существует тесная связь между изменениями в приливных деформационных процессах и соответствующей акустической реакцией геосреды. Введем коэффициент Q , характеризующий отношение амплитуд суточной периодичности к полусуточной в каждом спектре временного интервала L длительностью 128 часов для каждого из рассматриваемых процессов. Тогда изменение коэффициентов Q во времени должны происходить одинаково с соблюдением некоторой пропорции.

Результаты наблюдений временных вариаций САЭ в течение 640 часов, полученные на Среднем Урале (пункт наблюдений располагался в 70 км к востоку от Екатеринбурга) указывают на наличие связи между временными вариациями САЭ и приращений силы тяжести. Некоторая непропорциональность акустического отклика геосреды на отдельных временных интервалах зависит от факторов, осложняющих эту связь. К этим факторам можно отнести особенности геологического строения, свойств среды, влияние тектонических сил.

Следует заметить, что при изучении связи между исследуемыми процессами в вариациях приращения силы тяжести под терминами “суточная” и “полусуточная” периодичность подразумеваются группы волн солнечного и лунного прилива без рассмотрения какой-либо их них отдельно взятой волны.

Исследования в скважинах САЭ показали её возможности при расчленении геологического разреза. Было установлено три типа разрезов: с убывающей, возрастающей и сохраняющейся почти постоянной по глубине амплитудой акустических сигналов.

Обнаруженные аномалии САЭ на больших глубинах (свыше 6 км) свидетельствуют о динамике геологической среды в условиях высоких литостатических давлений (рис. 1). Рассмотрим на примере измерений САЭ в Кольской сверхглубокой скважине СГ-3 изменчивость амплитудного уровня регистрируемых горизонтальными датчиками акустических сигналов в диапазоне частот 0.1–0.5 кГц за период с 2000 по 2005 годы. Как видно из рис. 1, минимальный уровень САЭ изменяется по величине, а ее аномалии

изменяются как по величине, так и по глубине, при этом появляются отдельные аномалии САЭ или исчезают обнаруженные ранее. То есть особенности динамики геосреды проявляются в соответствующей изменчивости амплитудного уровня САЭ. Аномалии САЭ можно рассматривать как индикаторы современных динамических процессов, противостоящих консолидации верхней части земной коры. Различие в амплитудном уровне САЭ по стволу скважины служит диагностическим признаком, позволяющим дифференцировать геологический разрез по новому геофизическому параметру – динамической активности среды. Это позволяет классифицировать геологические разрезы на динамически пассивные и активные.

Максимальные амплитуды САЭ, как правило, пространственно совпадают с зонами разломов, дробления и трещиноватости пород по разрезам скважин. Наличие таких аномалий САЭ является отражением динамической расслоенности тектонически нарушенной геологической среды.

Динамически пассивные геологические разрезы могут быть представлены одним типом пород или же переслаиванием пород различного состава. Для таких разрезов характерен низкий амплитудный уровень САЭ и, соответственно, слабая динамическая расслоенность.

Выявленная по скважинным наблюдениям САЭ динамическая расслоенность геологической среды дает новые представления о современной динамике верхней части земной коры.

Обнаруженные аномалии САЭ на больших глубинах свидетельствуют о динамике геологической среды в условиях высоких литостатических давлений. Аномалии САЭ можно рассматривать как индикаторы современных динамических процессов, противостоящих консолидации верхней части земной коры. Различие в амплитудном уровне САЭ по стволу скважины служит диагностическим признаком, позволяющим дифференцировать геологический разрез по новому геофизическому параметру – динамической активности среды. Это позволяет классифицировать геологические разрезы на динамически пассивные и активные.

Максимальные амплитуды САЭ, как правило, пространственно совпадают с зонами разломов, дробления и трещиноватости пород по разрезам скважин. Наличие таких аномалий САЭ является отражением динамической расслоенности тектонически нарушенной геологической среды.

Учитывая, что в вариациях САЭ доминирующими являются суточные и полусуточные периодичности, обусловленные воздействием лунно-солнечных деформационных процессов, задача изучения приливного влияния на больших глубинах представляется привлекательной по многим причинам. Во-первых, в связи с открытием явления модуляции высокочастотных сейсмических шумов длиннопериодными деформационными процессами, в том числе приливыми, появилась возможность по известным периодичностям деформационных процессов выделять в вариациях САЭ аналогичные периоды и тем самым объяснять их природу.

Во-вторых, изучение акустического отклика геосреды на воздействие приливных деформационных процессов позволяет оценить физико-

механические свойства горных пород в условиях больших литостатических давлений и их изменения во времени. В-третьих, некоторое формирование лунно-солнечными приливами геодинамических процессов можно использовать для оценки динамической активности различных геологических структур и их возможной динамической расслоенности.

Особенности временных вариаций САЭ отражают характер происходящих в земной коре динамических процессов. Рассмотрим в этой связи модель двух контактирующих блоков, которые находятся под нагрузкой. При изменении действующих сил в зоне контакта будут деформироваться, разрушаться и возникать новые связи. И всё это будет сопровождаться формированием САЭ. Зона контакта, обычно, неоднородна и поэтому САЭ имеет флуктуационный характер. Уровень шума может заметно снизиться, если блоки войдут в прочное зацепление или, наоборот, связи между блоками в области наблюдения разрушены или так ослаблены, что развивается крип. Первый вариант реализуется редко, так как он ведет к значительному накоплению напряжений и к последующему резкому разрушению пород. Второй механизм с ослаблением напряжений в зоне контакта более вероятен в тектонически стабильных областях. Но ослабление на одном участке компенсируется возрастанием напряжений на другом и т.д.

Данный факт свидетельствует о том, что в земной коре наряду с деформационными процессами известной периодичности и природы существуют и другие, характер проявления которых отражается в картине распределения локальных аномалий САЭ.

Таким образом, в земной коре по границам блоков и других геологических структур могут мигрировать медленные волны напряжений, которые, в частности, проявляются в особенностях временного режима САЭ. В целом, САЭ отражает широкий временной спектр действующих в земной коре напряжений и являются чувствительным индикатором динамики земных недр.

В режиме краткосрочного мониторинга длительностью 6.4 минуты были проведены наблюдения в Кольской СГ-3 в 2003 г., охватывающие интервал глубин 300–6 400 м. Цель исследований заключалась в выявлении и изучении периодичностей излучения среды под воздействием деформационных процессов, обусловленных прохождением микросейсмических волн различной физической природы.

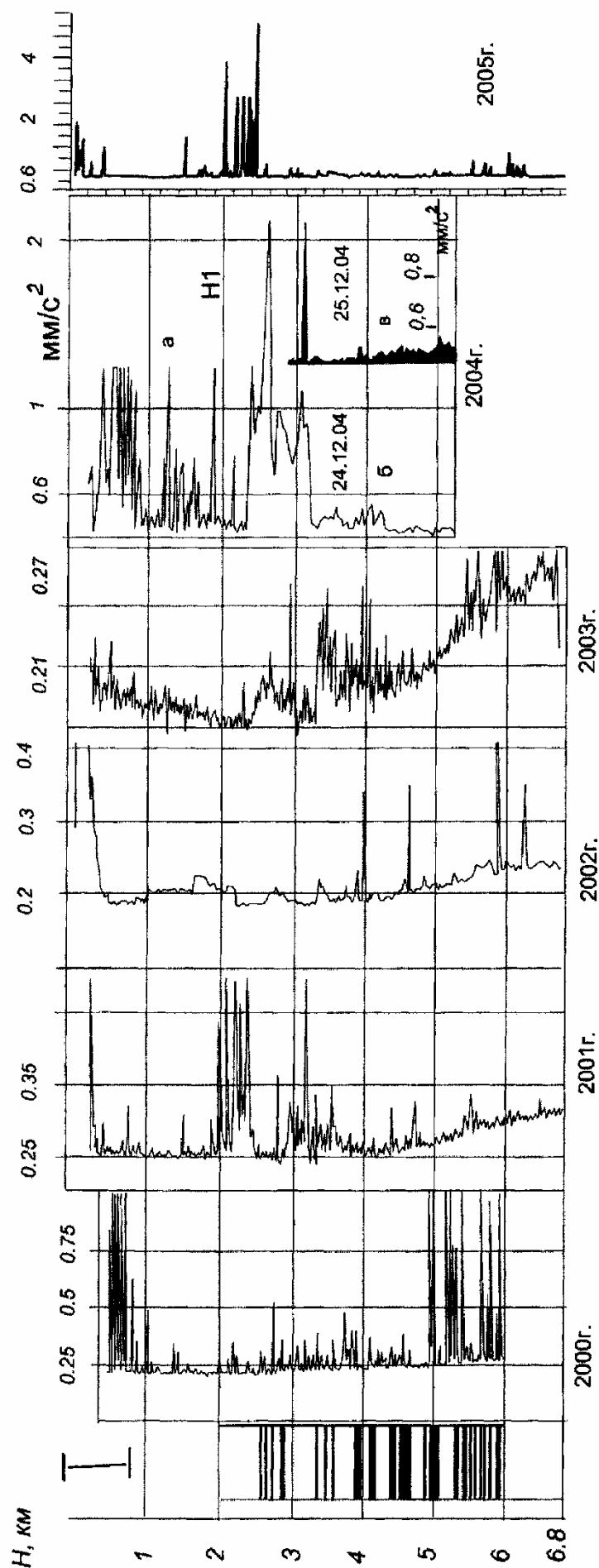


Рис. 1. Изменчивость амплитудного уровня сейсмоакустической эмиссии в Кольской СГ-3 в интервале глубин 300–6840 м (2000–2005 гг.).

I – тектоническая колонка (интервалы нарушенных пород выделены черным цветом). В 2004 г.: а – измерения с шагом записи через 10 м, ниже – через 40 м.; б, в – первичная и повторная запись САЭ, соответственно, с шагом 20 м.

На рис. 2 приведены графики огибающей сигналов САЭ (а) на глубине 6 400 м в Кольской СГ-3, их амплитудно-частотный спектр (б). Из спектра и данных спектрально-временного анализа (СВАН) следует, что в регистрируемом сигнале присутствуют периодичности, начиная с 3-х до 20 сек.

На рис. 3 уровень сигналов САЭ на глубине 4 100 м несколько ниже (а), на амплитудно-частотном спектре выделяются отдельные группы периодичностей с максимальной амплитудой (б), которые четко выделяются и по данным СВАН.

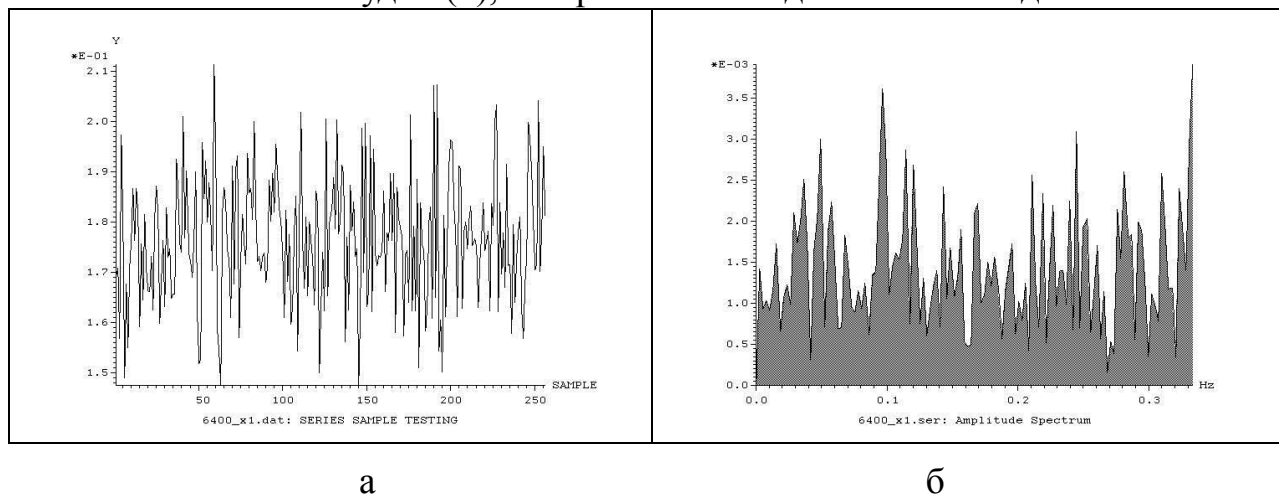


Рис. 2. Временные вариации огибающей сигналов САЭ (а) и их спектр (б).
Кольская СГ-3, глубина 6 400 м (2003 г.)

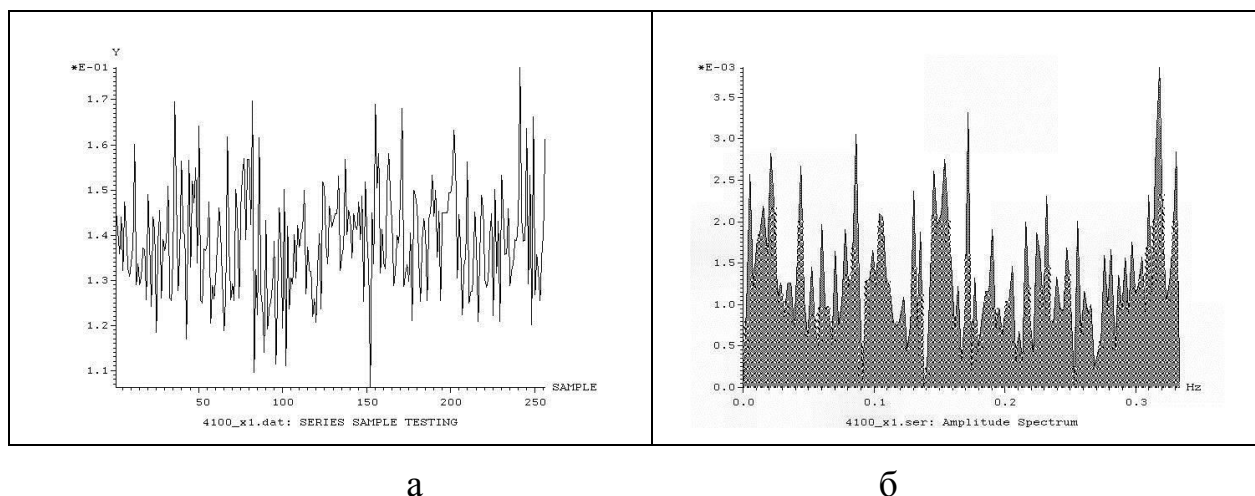


Рис. 3. Временные вариации огибающей сигналов САЭ (а) и их спектр (б).
Кольская СГ-3, глубина 4 100 м (2003 г.)

Из приведенных примеров записи САЭ на глубинах 6 400 и 4 100 м можно сделать вывод, что регистрируемые сигналы имеют сложный состав с широким набором периодичностей и состоят из отдельных разделенных по величине периодов групп сигналов. В любом случае наличие периодичностей в вариациях амплитудного уровня САЭ, близких к периодам штормовых микросейсм, открывает новые возможности в изучении особенностей их распространения в верхней части земной коры и формировании геодинамического состояния среды.

Работа выполнена при поддержке РФФИ, грант 05-05-65177.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Рыкунов, Л.Н. Явление модуляции высокочастотных сейсмических шумов Земли / Л.Н. Рыкунов, О.Б. Хаврошкин, В.В. Цыплаков // Открытия в СССР в 1983 г. – М.: ВНИИЦПИ, 1984. – С. 14-18.

© А.К. Троянов, Ю.Г. Астраханцев, Н.И. Начапкин, А.С. Прудюс, 2007

УДК 550. 361:553.982

И.Г. Яценко, Ю.М. Полищук

Институт химии нефти СО РАН, Томск

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СВОЙСТВ ВЯЗКИХ НЕФТЕЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ УРОВНЯ ТЕПЛОВОГО ПОТОКА

Вследствие существенного истощения залежей нефтей малой и средней вязкости в мире остро встает проблема повышения объемов добычи нефти путем вовлечения в разработку запасов трудноизвлекаемых нефтей, в том числе и вязких нефтей. Запасы таких нефтей велики и специалистами оцениваются в 810 млрд. т [1]. В России сосредоточены значительные запасы вязких нефтей (ВН) в более чем 500 месторождениях, более 84 % из которых находится на территории Западно-Сибирского и Волго-Уральского нефтегазоносных бассейнов (НГБ). Запасы ВН в этих НГБ составляют более 71 % от общероссийских запасов вязких нефтей.

В задачах повышения эффективности разведки и добычи вязких нефтей важное значение имеют знания о закономерностях размещения таких нефтей и изменениях их физико-химических свойств в зависимости от уровня теплового потока (УТП), характеризующего энергетические ресурсы теплового потока как одного из важнейших факторов нефтегазообразования. Закономерности размещения вязких нефтей в зависимости от уровня теплового потока ранее не исследовались и являются уникальными, представляющими значительный интерес для разведки нефтяных залежей. В связи с этим основной целью работы было проведение исследований закономерностей изменения физико-химических свойств вязких нефтей Западно-Сибирского(ЗСНГБ) и Волго-уральского(ВУНГБ) нефтегазоносных бассейнов в зависимости от уровня теплового потока.

Основу проведения исследований закономерностей пространственных и временных изменений свойств ВН составила созданная в Институте химии нефти СО РАН глобальная база данных (БД) по физико-химическим свойствам нефти, включающая описания более 17 300 образцов нефти [2, 3].

Как известно из литературных источников [4–6], к вязким нефтям принято относить образцы нефтей с вязкостью 30 мПа*с или 35 мм²/с и выше. Здесь далее рассматривается вязкость при 20 °С. Приведенные значения вязкости нефти соответствуют пределу, за которым начинаются осложнения при добыче, транспортировке и переработке нефти и рост ее себестоимости.

Кратко охарактеризуем тепловой поток на территории Западной Сибири и Волго-Урала.

Тепловой поток Западно-Сибирской плиты в среднем заметно отличается от теплового потока соседних территорий. Его средняя величина составляет 54 мВт/м^2 . В распределении теплового потока отмечаются некоторые особенности. В ее северной части (севернее 56°с.ш.), соответствующей расположению Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, зафиксирован высокий тепловой поток [7]. Уровень теплового потока (УТП) на территории ЗСНГБ повышается в направлении с востока на запад, достигая в районе Нюрольской мегавпадины и Усть-Тымской впадины значений более 60 мВт/м^2 . Высокий уровень теплового потока также наблюдается в Ханты-Мансийской мегавпадине и в Березовской моноклинали. Высокий УТП (более 60 мВт/м^2) зафиксирован в западной части полуострова Ямал и вдоль Колтогорско-Уренгойского мегапрогиба (более 50 мВт/м^2). Низкий тепловой поток ($30\text{--}40 \text{ мВт/м}^2$) отмечается на юге ЗСНГБ, к западу область низкого теплового потока расширяется, захватывая весь юго-запад Западно-Сибирской плиты и сопредельные с ней районы Северного Казахстана и Южного Урала.

Почти на всей территории Волго-Уральского НГБ зафиксирован в основном УТП от 30 до 40 мВт/м^2 , хотя на юге Республики Татарстан, на востоке Самарской и западе Оренбургской областей, а также на территориях Волгоградской и Астраханской областей наблюдается более повышенный уровень теплового потока ($40\text{--}50 \text{ мВт/м}^2$) по сравнению с остальной территорией бассейна.

Для удобства представления и интерпретации результатов исследований была использована следующая градация зон с разным уровнем теплового потока: 1 – зона с УТП более 60 мВт/м^2 , 2 – зона с УТП от 50 до 60 мВт/м^2 , 3 – зона с УТП от 40 до 50 мВт/м^2 , 4 – зона с УТП от 30 до 40 мВт/м^2 .

На рис. 1 в качестве примера приведены гистограммы распределения нефтей Западно-Сибирского и Волго-Уральского бассейнов по вязкости в зависимости от УТП. Для проведения анализа использованы выборки вязких нефтей из БД объемом около 750 западносибирских и более 1 020 волго-уральских образцов. На рис. 1а и 1б штриховкой выделены области вязкой (вязкость более $35 \text{ мм}^2/\text{с}$) нефти.

Рассмотрим более подробно распределение нефтей по вязкости в зависимости от уровня теплового потока на территории Западной Сибири. Как видно из рис. 1а, на территории ЗСНГБ больше всего находится маловязких нефтей. Вязкие нефти составляют в общей выборке 12 %. Количество ВН в 1-й зоне с высоким УТП составляет всего 0,3 % от общего объема выборки, далее количество ВН с понижением уровня теплового потока до значений $50\text{--}60 \text{ мВт/м}^2$ увеличивается до 5,9 %, а в 3 зоне их количество составляет 6,6 % от общего объема выборки. Таким образом, количество вязких нефтей, при уменьшении уровня теплового потока увеличивается почти в 24 раза. Как видно из рис. 1а, с уменьшением УТП доля маловязких нефтей (вязкость до $10 \text{ мм}^2/\text{с}$) уменьшается от 69 % от общего объема выборки в 1 зоне до 35 % в 3 зоне.

Рассмотрим распределение нефтей по вязкости в зависимости от уровня теплового потока на территории Волго-Уральского НГБ. Как видно из рис. 1б, распределение волго-уральских нефтей по вязкости совершенно отличается от распределения западно-сибирских нефтей – на территории бассейна больше всего вязких нефтей и общее количество таких нефтей составляет около 39,2 %. Так, количество ВН в 3 зоне с УТП от 40 до 50 мВт/м² составляет всего 4,7 % от общего объема выборки, далее количество ВН с понижением уровня теплового потока до значений 30–40 мВт/м² увеличивается до 34,5 % от общего объема выборки. Таким образом, количество волго-уральских вязких нефтей при уменьшении уровня теплового потока увеличивается почти в 8 раза. Как видно из рис. 1б, с уменьшением УТП доля маловязких нефтей (вязкость до 10 мм²/с) уменьшается от 41,2 % от объема выборки в 3 зоне до 17,7 % в 4 зоне, т. е. более чем в 2 раза. Следовательно, может быть сформулирована закономерность – для обоих бассейнов с уменьшением УТП увеличивается количество вязких нефтей и уменьшается количество маловязких нефтей.

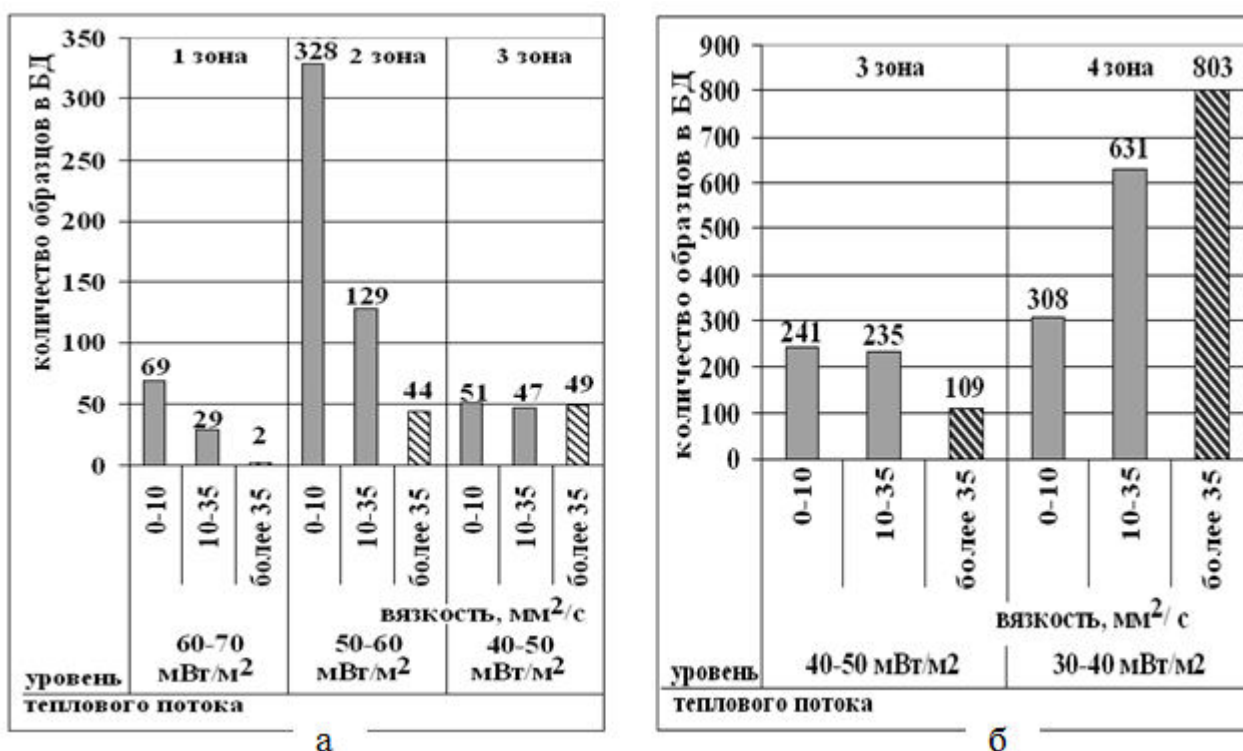


Рис. 1. Распределение нефтей ЗСНГБ (а) и ВУНГБ (б) по значению вязкости в зависимости от уровня теплового потока

Рассмотрим далее распределение месторождений вязкими нефтями на территории Западно-Сибирского Волго-Уральского бассейнов. Всего на территории ВУНГБ выделено 334 месторождения с ВН, а на территории ЗСНГБ – 38 месторождений. Установлено, что с уменьшением УТП увеличивается и количество месторождений с вязкими нефтями. Так, на территории ЗСНГБ в 1 зоне всего 3 месторождения – Толумское, Филипповское и Южно-Толумское имеют вязкие нефти, из них самыми вязкими являются нефти Филипповского месторождения (ХМАО). Во 2 зоне таких месторождений насчитывается уже 19 и самыми вязкими для этой зоны являются нефти Герасимовского

месторождения (Томская обл.). В 3 зоне месторождений с вязкими нефтями также достаточно много – 13, в этой зоне самыми вязкими являются нефти Русского месторождения (Ямало-Ненецкий а.о.). На территории ВУНГБ аналогичная ситуация: в 3 зоне всего выявлено 46 месторождений с ВН и самые вязкие нефти находятся в Максимовском (Самарская обл.) и Красноярском (Оренбургская обл.) месторождениях, а в 4 зоне таких месторождений уже 288, в этой зоне самыми вязкими являются нефти Аксубаево-Мокшинского месторождения (Татарстан).

В табл. 1 представлены данные об изменении вязкости нефтей в каждом бассейне соответствующим зонам уровня теплового потока. Как видно из табл. 1, средние значения вязкости на территории ЗСНГБ и ВУНГБ увеличиваются с уменьшением уровня теплового потока. Доверительный интервал определялся для вероятности 95 %.

Таблица 1. Изменение вязкости нефтей ЗСНГБ в зависимости от УТП

Зоны различного УТП	Волго-Уральский бассейн			Западно-Сибирский бассейн		
	Объем вы-борки	Среднее значение вязкости нефтей, мм ² /с	Доверит. интервал	Объем выборки	Среднее значение вязкости нефтей, мм ² /с	Доверит. интервал
Зона 1	-	-	-	100	8,96	2,31
Зона 2	-	-	-	501	14,68	4,08
Зона 3	109	85,30	4,43	147	65,37	5,78
Зона 4	803	101,14	2,29	-	-	-

Проведены исследования изменения химического состава вязких нефтей Волго-Урала и Западной Сибири в зависимости от уровня теплового потока. Так, на основе анализа более 900 образцов волго-уральских и 95 западно-сибирских ВН исследована взаимосвязь изменений химического состава ВН от уровня теплового потока. Установлено, что с увеличением уровня теплового потока содержание серы, смол и асфальтенов в вязких нефтях обоих бассейнов уменьшается, а содержание парафинов, наоборот, увеличивается. А именно, на территории ЗСНГБ с увеличением УТП содержания серы и смол в вязких нефтях уменьшаются более чем в 4 раза, асфальтенов – в 5 раз, а содержание парафинов увеличивается почти в 2 раза. Данная взаимосвязь более выраженная по сравнению с изменениями содержания серы, смол, асфальтенов и парафинов волго-уральских ВН от уровня УТП, а именно, содержания серы уменьшилось на 3 %, смол – на 4 %, асфальтенов – на 5 %, а содержание парафинов увеличивается почти на 8 % с увеличением УТП.

Для иллюстрации этих закономерностей на рис. 2 приведены зависимости изменения показателей химического состава западно-сибирских (рис. 2а) и волго-уральских (рис. 2б) вязких нефтей от УТП. На рис. 2 точки и отрезки вертикальных линий показывают соответственно средние значения и доверительные интервалы (рассчитанные для вероятности 95 %) для показателей химического состава нефтей. На оси абсцисс показаны интервалы изменения УТП.

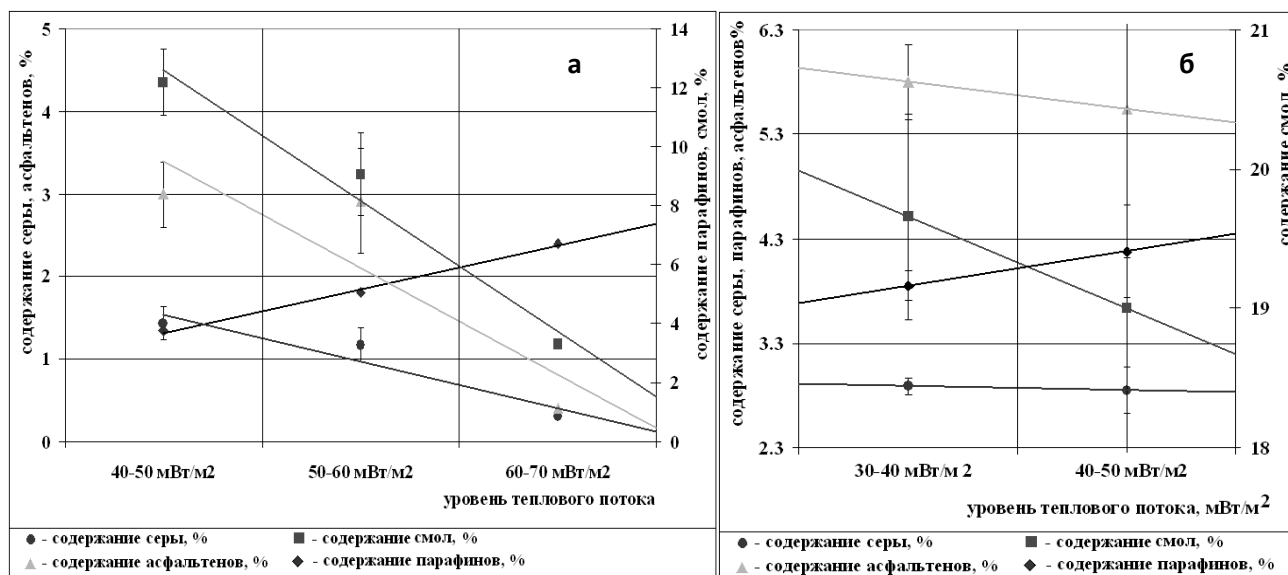


Рис. 2. Изменение содержания серы, смол, асфальтенов, парафинов в вязких нефтях Западно-Сибирского (а) и Волго-Уральского (б) бассейнов в зависимости от уровня теплового потока

Таким образом, в пределах Волго-Уральского и Западно-Сибирского нефтегазоносных бассейнов установлена достоверная взаимосвязь между физическими свойствами вязких нефтей и уровнем теплового потока. Так, в зонах с высоким уровнем теплового потока нефти оказываются менее вязкими и с уменьшением уровня теплового потока средние значения вязкости нефтей увеличиваются, а также увеличивается и количество вязких нефтей. Установлена зависимость изменения содержания показателей химического состава вязких нефтей в зависимости от уровня теплового потока – с увеличением УТП содержание серы, смол и асфальтенов уменьшается, а содержание парафинов, наоборот, увеличивается. Выявленные закономерности могут быть использованы для оценки качества нефтей во вновь открываемых месторождениях на основе данных об уровне теплового потока.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Максutow Р. Освоение запасов высоковязких нефтей в России / Р. Максutow, Г. Орлов, А. Осипов // Технологии ТЭК. – 2005. – № 6. – С. 36–40.
2. Полищук Ю.М. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений / Ю.М. Полищук, И.Г. Яценко // Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004.
3. База данных по составу и физико-химическим свойствам нефти и газа (БД нефти и газа) / Ю.М. Полищук, И.Г. Яценко, Е.С. Козин, В.В. Ан. – № 2001620067 от 16.05.2001 г.
4. Антониади Д.Г. Состояние добычи нефти методами повышения нефтеизвлечения в общем объеме мировой добычи / Д.Г. Антониади, А.А. Валуйский, А.Р. Гарушев // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 1. – С. 16–23.
5. Гаврилов В.П. Концепция продления «нефтяной эры» России / В.П. Гаврилов // Геология нефти и газа. – 2005. – № 1. – С. 53–59.

6. Запивалов, Н.П. Геолого-технологические особенности освоения трудноизвлекаемых запасов / Н.П. Запивалов // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 6. – С. 57–59.

7. Смыслов А.А. Геотермическая карта России. Масштаб 1 : 10 000 000 (объяснительная записка) / А.А. Смыслов, С.Н. Суриков, А.Б. Вайнблат. – М.; СПб.: Изд-во Госкомвуз, СПбГГИ, Роскомнедра, ВСЕГЕИ, 1996. – 92 с.

© И.Г. Яценко, Ю.М. Полищук, 2007

УДК 528.91:553.9(571.5;571.56)

К.А. Жуков

ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

ГЕОИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА «НЕФТЬ И ГАЗ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)» – ИНСТРУМЕНТ РАЗРАБОТКИ ПРОГРАММЫ СОЗДАНИЯ И ОСВОЕНИЯ НОВЫХ ЦЕНТРОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

В настоящее время Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия) является одним из наиболее перспективных регионов для создания и освоения новых центров нефтегазодобычи. Интерес к его сырьевым ресурсам, в первую очередь, ресурсам углеводородов, неуклонно растет как со стороны недропользователей, так и со стороны правительственных организаций. Это в первую очередь связано с острым спросом на углеводородное сырье и продукты его переработки в динамично развивающихся странах Азиатско-Тихоокеанского региона. Для Правительства Российской Федерации развитие нефтегазового комплекса в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия), наряду с его экспортным потенциалом немаловажное значение имеет и вовлечение региона в общероссийский промышленный процесс с возможностью решения широкого ряда существующих в настоящее время в регионе социально-экономических проблем.

Проекты освоения крупнейших месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) в современной экономической ситуации оцениваются как эффективные. Их эффективность неизбежно повысится после строительства и ввода нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан, который вместе с проектируемым параллельным газопроводом обеспечит выход недропользователей на азиатско-тихоокеанский рынок. Однако, проекты строительства таких крупнейших транспортных систем, как экспортный газопровод или нефтепровод протяженностью свыше трех тысяч километров могут оказаться нерентабельными без учета всех выявленных и перспективных запасов и ресурсов, тем более, что ресурсная база одного, пусть даже и уникального по запасам месторождения, не в состоянии покрыть многолетние потребности регионов юга Восточной Сибири и Дальнего Востока вместе с экспортными потребностями. Таким образом, развитие нефтегазового комплекса восточной Сибири во многом зависит от выбора рациональной стратегии освоения ресурсов нефти и газа этого региона.

Геологоразведочные работы являются достаточно дорогостоящим и длительным процессом, поэтому необходимо обоснование их наиболее перспективных направлений с точки зрения конечной экономической эффективности. Это особенно актуально для такого сложного по своим природно-географическим условиям региона, каким является Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия). Необходима единая стратегия развития и освоения углеводородного сырья, обеспечивающая необходимую загрузку строящейся трубопроводной системы за счет наиболее полного вовлечения ресурсной базы и ее своевременного воспроизводства.

В качестве основы для формирования такой стратегии выступает геолого-экономическая оценка ресурсной базы региона, включающая в себя:

- Запасы нефти и газа выявленных месторождений;
- Ресурсы УВ перспективных ловушек и АТЗ;
- Оценку нелокализованных прогнозных ресурсов категории D_1 основных продуктивных горизонтов.

Проведение такой оценки на современном уровне невозможно без применения автоматизированного анализа большого объема постоянно изменяющейся информации. Основой такого анализа является геоинформационная система (ГИС), содержащая полный набор структурированных данных и реализующая все необходимые для актуализации, обработки и визуализации операции.

Основой ГИС являются пространственная модель, включающая географические, геологические и техногенные объекты, данные о глубинном строении (результаты бурения и геолого-геофизического моделирования), а также элементы хозяйственной и природоохранной деятельности. Практически во всех приложениях используется модель распределения ресурсов УВ, построенная с использованием вышеперечисленных данных.

Основными задачами, которые необходимо решить при создании БНД, являются сбор и систематизация геологической информации, используемой при геологоразведочных и научно-исследовательских работах на нефть и газ, организация представления и хранения ее в цифровом виде, реализация технической, программной, технологической, методической и правовой основы доступа к этой информации. В практическом смысле перечисленные задачи состоят в:

- Выработке организационных, методических и правовых норм сбора информации и последующего пополнения банка данных;
- Определении требуемой архитектуры хранилища данных, разработке модели данных, организации доступа и хранения данных;
- Выборе и разработке программных средств и интерфейсов, необходимых для организации СУБД, ГИС и средств администрирования;
- Разработке нормативов и правил использования данных, а также обеспечении банка данных средствами эффективного поиска, выборки, визуализации и анализа данных.

Итак, в формируемой ГИС по нефти и газу Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) можно выделить следующие основные блоки, объединяющие данные одной категории:

- Блок данных по месторождениям и запасам УВ;
- Блок данных по перспективным структурам, ловушкам и локализованным ресурсам;
- Блок данных по нелокализованным ресурсам УВ;
- Блок данных глубокого бурения;
- Блок данных сейсморазведки;
- Блок данных по результатам ГРП и НИР;
- Блок данных геолого-геофизической изученности;
- Блок данных по лицензированию и недропользованию;
- Блок базовых геологических данных;
- Блок базовых географических данных.

Блок данных по месторождениям и запасам УВ может использоваться при решении различных задач, таких как построение карт нефтегазоносности, выявление закономерностей размещения месторождений УВ, геологическое моделирование, оперативный подсчет запасов для крупных территорий и локальных участков. Блок включает в себя площади нефтегазоносности месторождений и продуктивных пластов, характеристики месторождений, представляемые в базе данных паспортами месторождений, периодически обновляемые данные по запасам отдельных видов углеводородного сырья. Кроме этого, с месторождениями связан набор данных, используемых при проведении геологических и экономических работ, например, по подсчету запасов и стоимостной оценке, а также результаты этих работ – геолого-геофизические разрезы, подсчетные планы, таблицы, экономические показатели стоимостной оценки и др. Особое значение при формировании блока месторождений имеет их точное позиционирование с использованием крупномасштабных планов.

Блок данных по перспективным структурам, ловушкам и локализованным ресурсам используется при построении карт перспектив нефтегазоносности, выявлении закономерностей размещения ресурсов УВ, геологическом моделировании, количественной оценке ресурсов нефти и газа, проведении стоимостной оценки участков недр, разработке программ лицензирования и др. Он включает в себя контуры структур и ловушек, их основные характеристики, представленные в электронном паспорте, периодически обновляемые данные о ресурсах C_3 и $D_{\text{лок}}$. Основными источниками при формировании блока являются отчеты о ГРП и структурные планы, паспорта структур, оперативный баланс локализованных ресурсов.

Блок данных по нелокализованным ресурсам УВ используется при построении карт перспектив нефтегазоносности, выявлении закономерности распределения ресурсов УВ, оценке ресурсной базы территорий и участков недр, их стоимостной оценке, разработке программ лицензирования и т.д. Блок данных представлен самостоятельным пакетом слоев, описывающих

распределение плотности ресурсов по различным категориям полезного ископаемого и нефтегазоносным комплексам. Использование таких моделей распределения плотности позволит получать «оперативные» количественные оценки ресурсов УВ, которые в современном динамично идущем процессе недропользования играет довольно существенную роль.

Блок данных глубокого бурения используется как при решении задач геологического моделирования, так и при пространственной привязке различных картографических материалов, в которых скважины являются единственными опорными точками для позиционирования. Основными источниками при формировании блока данных являются реестры и дела скважин, отчеты о ГРП. Блок данных глубокого бурения включает в себя паспорта скважин, базы данных по результатам испытаний и анализа керна, данные геофизических исследований скважин, описания керна, разрезы.

Блок данных сейсморазведки включает в себя массив сейсмических разрезов и результатов их обработки и интерпретации. Также в блок данных сейсморазведки входят базы данных основных характеристик (паспорта) сейсмопрофилей и сеймопартий.

Блок данных геолого-геофизической изученности используется для анализа изученности территорий различными видами работ и планирования ГРП, а также для информационного обеспечения НИР и ГРП. Кроме того, данные блока изученности могут использоваться для пространственной привязки картографических материалов. Источниками данных для блока изученности являются картограммы изученности, ведущиеся в геологических фондах, составляемые исполнителями карточки изученности, а также карты фактического материала, прилагаемые к отчетам о ГРП. По данным этого блока можно легко получать детальную информацию о работах, которые проводились на произвольно заданной территории. На основе этой информации можно не только определять, где именно проводились те или иные работы, но и производить их анализ, например, рассчитывать плотность бурения или сейсморазведочных работ на заданной площади, используемые при планировании дальнейших геологоразведочных работ.

Блок данных по лицензированию и недропользованию используется при мониторинге недропользования и разработке программ лицензирования. В его состав входят контуры и паспорта участков распределенного и нераспределенного фонда недр, базы данных по динамике и структуре изменения запасов и ресурсов нефти и газа на лицензионных участках, по предусмотренным ГРП и их выполнению, по лицензионным соглашениям и недропользователям.

Блоки базовых геологических и географических данных содержит пространственные данные, на основе которых формируется картографическая основа издаваемых тематических карт – административное, нефтегазогеологическое, структурно-тектоническое районирование, региональные геологические карты различного содержания, объекты промышленно-хозяйственной инфраструктуры (населенные пункты, объекты энергетики, добывающие и перерабатывающие предприятия, транспортная сеть

и др.), географические объекты (гидросеть, элементы рельефа и др.), а также данные дистанционного зондирования и цифровая модель рельефа.

Для стоимостной оценки объектов и участков недр в ГИС используется блок данных по ряду геологических, технологических и экономических параметров геологоразведочных работ и освоения месторождений.

Для планирования и постановки поисковых работ, лицензирования и мониторинга недропользования используется блок, содержащий данные по изученности, перспективным ловушкам, глубоким скважинам, участкам распределенного и нераспределенного фонда недр.

Применение ГИС-технологий позволяет в оперативном порядке проводить варианты расчеты по стоимостной оценке конкретных объектов и выполнять суммарные оценки по региону в целом. На базе сравнительной оценки экономической эффективности разных вариантов транспорта нефти и газа, и, соответственно, разных вариантов охвата ресурсной базы, может быть сформирована экономически обоснованная стратегия освоения нефтегазовых ресурсов региона. Сочетание ГИС-технологий и специализированных программных комплексов для оперативных расчетов стоимостной оценки позволяет при изменении экономической ситуации оперативно выполнять переоценку объектов и вносить коррективы в процессе реализации данной стратегии.

Важной областью применения геоинформационной системы является составление экономически обоснованной программы лицензирования недр Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) и подготовка в оперативном режиме комплексных пакетов геолого-геофизической информации по предлагаемым лицензионным участкам.

В целом разработанная ГИС-система позволила существенно повысить эффективность и оперативность проведения широкого спектра работ по геолого-экономическому планированию освоения и оценке ресурсов и запасов углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия).

© К.А. Жуков, 2007

УДК 550.81:553.042 (571.1)

А.Э. Конторович, О.В. Золотова, С.В. Рыжкова

ИНГГ СО РАН им. ак. А.А. Трофимука, Новосибирск

МЕТОДИКА РАЦИОНАЛЬНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА УЧАСТКАХ НЕДР, ПРЕДПОЛАГАЕМЫХ К ЛИЦЕНЗИРОВАНИЮ В ЮЖНЫХ РАЙОНАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Современное состояние минерально-сырьевой базы углеводородного сырья характеризуется снижением текущих разведанных запасов нефти и газа и низкими темпами их воспроизводства. Объемы геологоразведочных работ не обеспечивают воспроизводство минерально-сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности, что в перспективе, особенно при современной

тенденции постоянного увеличения добычи нефти, может стать серьёзной угрозой энергетической и экономической безопасности страны.

Продолжает также ухудшаться и структура разведанных запасов нефти и газа. Происходит опережающая разработка наиболее рентабельных частей месторождений и залежей. Вновь подготавливаемые запасы сосредоточены в основном в средних и мелких месторождениях, являются в значительной части трудно извлекаемыми. В целом объем трудно извлекаемых запасов составляет более половины разведанных запасов страны.

Для достижения расширенного уровня воспроизводства минерально-сырьевой базы в целом по стране необходимо провести большой объем геологоразведочных работ. На весь период до 2020 г. главным районом прироста углеводородного сырья останется Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция.

В современных условиях недропользования основной прирост запасов нефти и газа осуществляется на уже распределенном фонде недр (РФН). При этом в рамках долгосрочного планирования наряду с распределенным фондом недр нужно учитывать также ту часть нераспределенного фонда недр (НФН), которую планируется передать недропользователям и перевести в РФН за время, на которое осуществляется проектирование геологоразведочных работ.

Не смотря на то, что основные запасы и прогнозируемые ресурсы углеводородов сосредоточены в центральных и северных районах Западной Сибири, нельзя сбрасывать со счетов южные районы, где в последние годы недропользователями активно приобретаются участки, предназначенные для лицензирования.

Для прогноза возможных уровней прироста запасов нефти и газа в южных районах Западной Сибири была выполнена микроэкономическая оценка освоения участков недр, планируемых к лицензированию в 2007–2011 гг.

Для каждого участка была оценена степень геолого-геофизической изученности. В основу расчетов возможного уровня прироста запасов нефти и газа положена величина запасов категории C_2 , находящихся на Государственном балансе и вероятностная оценка ресурсов по каждому участку. Вероятностные оценки получены от суммы прогнозных и перспективных ресурсов газа и суммы прогнозных и перспективных извлекаемых ресурсов нефти. Используемые оценки ресурсов следует трактовать следующим образом: с вероятностью 0,7 можно утверждать, что реальные ресурсы участка превосходят указанную оценку.

Геологоразведочные работы были разделены на два этапа: поисково-оценочный и разведочный. Для каждого этапа в соответствии с произведенными расчетами возможного уровня прироста запасов нефти и газа определены необходимые объемы геологоразведочных работ (сейсморазведочные работы 2D и 3D, поисково-оценочное и разведочное бурение). При расчете количества сейсморазведочных работ 2D учитывалось, что итоговая плотность сети наблюдений должна составлять не менее 1,5 км/км². Проектная глубина бурения поисковых и разведочных скважин соответствует глубине залегания подошвы приоритетного по количеству

ресурсов нефти и газа стратиграфического комплекса. В юго-западных районах Западной Сибири приоритетным комплексом преимущественно являются среднеюрские отложения, а в юго-восточных – верхнеюрские. В связи с низкой степенью геологической изученности на участках, где доюрские отложения не являются приоритетным комплексом, запланировано бурение одной оценочной скважины для получения характеристик разреза осадочного чехла. В связи с этим, в отдельные года при увеличении количества планируемых для бурения скважин, прослеживается тенденция уменьшения объемов прироста углеводородов (рис. 1).

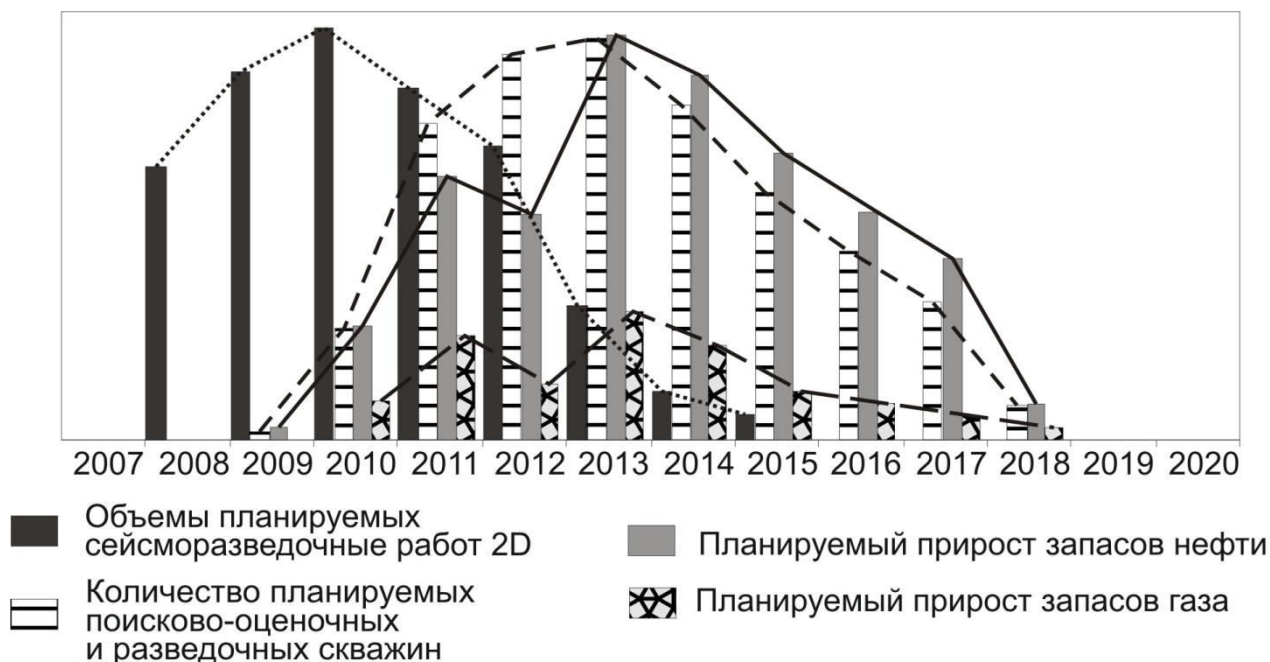


Рис. 1. Соотношение объемов геологоразведочных работ и планируемого объема прироста запасов нефти и газа по годам на территории южных районов Западной Сибири

Для микроэкономической оценки необходимых объемов поисково-разведочного бурения использована гипотеза о величине эффективности поисково-разведочных работ q , которая определяется как масса (для газа объем) прироста запасов нефти (газа) на 1 м поисковых и разведочных скважин. Описываемая величина определяется статистически либо в результате математического моделирования поисково-разведочного процесса. В данной работе она варьирует по нефти в диапазоне 100–150 т/м, а по газу – 500–600 тыс. м³/м.

Срок проектирования геологоразведочных работ составляет 14 лет. С точки зрения авторов, именно за этот период может быть осуществлен полноценный перевод в категорию C_1 как запасов категории C_2 , так и ресурсов категории C_3+D . Особенно это актуально для участков недр, расположенных в южных районах Западной Сибири, где основную долю в приросте запасов составляют ресурсы категории C_3+D .

Согласно сложившейся практике геологоразведочных работ подтверждаемость ресурсов категории C_3+D составляет 30 %. В связи с этим для расчета возможного уровня прироста запасов нефти и газа от вероятностной оценки ресурсов категории C_3+D была взята аналогичная доля. При этом 70 % ресурсов предполагается перевести в категорию C_1 в ходе геологоразведочных работ. Для расчета доли запасов категории C_2 , переводимой в C_1 на разведочном этапе, использовалась формула: $C_{2\text{разв.}} = C_2/(C_1+C_2)-20 \%$.

В наших оценках с учетом конкретной горно-геологической ситуации принято, что эксплуатационным бурением будет переведено в категорию C_1 30 % ресурсов категории C_3+D и 20 % запасов категории C_2 .

Все оценки были дифференцированы по годам.

Проект плана геологоразведочных работ на планируемом к лицензированию в 2007–2011 гг. фонде недр показал, что при проектировании на уровне каждого отдельного лицензионного участка на рассматриваемом фонде недр можно обеспечить в южных районах Западной Сибири к 2020 г. прирост запасов нефти в количестве 44,5 млн. т и газа – в количестве 11,3 млрд. м³.

Для того, чтобы реализовать такой прирост запасов необходимо выполнить сейсморазведочные работы в объеме 111,4 тыс. км и пробурить 253 глубоких поисковых и разведочных скважин в объеме 697,35 тыс. м.

Наибольший прирост запасов нефти ожидается на территории Тюменской области, поскольку в этом регионе предлагается на аукцион наибольшее количество участков НФН, по сравнению с другими регионами юга Западной Сибири. Наибольший прирост запасов газа ожидается за счет Томской области, по причине наибольшего количества прогнозных ресурсов. Тюменская область лидирует по количеству планируемых скважин и объемов бурения. Наибольшее количество сейсморазведочных работ предполагается провести в Омской области.

С точки зрения авторов, в перспективе подобные оценки необходимо учитывать при формировании лицензионных соглашений, поскольку именно этот документ является единственным действенным механизмом влияния государства на объемы геологоразведочных работ и приросты запасов. В современных лицензионных соглашениях запланирован объем сейсмических работ, увеличивающий плотность сети наблюдений до 1 км/км². По нашему мнению, в современных условиях такая плотность сейсмических наблюдений не обеспечивает необходимой для локального прогноза ловушек нефти и газа детальности структурных построений. Также в лицензионных соглашениях запланировано бурение трех поисково-оценочных скважин, причем две из них предлагается пробурить в течение одного года на четвертый либо пятый год действия лицензии. Мы считаем, что бурение трех поисково-оценочных скважин в течение двух лет вследствие слаборазвитой инфраструктуры (например, обеспечение электроэнергией) технически нереализуемо и нецелесообразно относительно объемов ресурсов.

При окончательной подготовке лицензионных соглашений, принятые за основу в представленной микроэкономической оценке параметры и результаты

должны быть тщательно проэкспертированы и проведено их согласование. Одно очевидно, главный вывод о необходимости резкого увеличения объемов геологоразведочных работ сомнению не подлежит.

© А.Э. Конторович, О.В. Золотова, С.В. Рыжкова, 2007

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПРИЕМЫ ОКОНТУРИРОВАНИЯ ЗОНЫ ГЕНЕРАЦИИ УВ, НА БАЗЕ ПРОГРАММНОГО ПАКЕТА «GENEX», КАК ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОМСКОГО ПРИИРТЫШЬЯ

На сегодняшний день, Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция (ЗСНПП) занимает первое место по объему геологоразведочных работ (ГРР) и добычи УВ в России. И хотя, наиболее перспективная центральная часть этого осадочного мегабассейна полностью оценена и вовлечена в сферу региональных ГРР, периферийные территории, такие как Омская или Новосибирская области до сих пор остаются недоизученными.

За последние 25 лет, практика ГРР показывает, что количество разбуриваемых в настоящее время перспективных площадей в различных регионах Западной Сибири превышает количество открываемых залежей. По периферии Западно-Сибирского мегабассейна глубоким бурением изучены десятки антиклинальных структур и лишь в единичных случаях в них выявлены промышленные и не промышленные скопления УВ. Еще в середине 50-х гг. стало известно, что отложения осадочного чехла периферийной части Западно-Сибирского бассейна мало перспективны для поисков месторождений нефти и газа. Возобновление в последнее время региональных ГРР в Западной Сибири, привело к необходимости поиска оптимальных методик, позволяющих по минимальному количеству информации, давать наиболее достоверные и надежные прогнозы.

Для мезозойского чехла Западной Сибири районирование по перспективности обычно базировалось на двух группах факторов. Первая группа включает анализ качества органического вещества и степень его катагенетической преобразованности в нефтегазоматеринских отложениях. Вторая группа факторов позволяет выявлять время формирования и степень сохранности выявленных залежей УВ.

Территория, которая рассматривается в качестве примера, в административном отношении располагается на юге Западной Сибири и относится к периферийной части Западно-Сибирского мегабассейна. Основные перспективы связываются с четырьмя стратиграфическими комплексами: меловым (ачимовская толща), верхнеюрским (васюганская свита – горизонт Ю₁), среднеюрским (тюменская свита – пласты Ю₂₋₄) и НГГЗК (пласт М). Согласно количественной оценке перспектив нефтегазоносности выполненной в ИНГГ СО РАН в 2003 г., территория Омского Прииртышья относится к мало перспективным землям, где открытие крупных залежей мало вероятно. Однако, есть вероятность открытия значительного количества мелких залежей, которые могут разрабатываться для местных нужд населения. В настоящий момент, в этом регионе уже открыто мелкое газоконденсатное месторождение – Тевризское, где добываемый газ используется для отопления поселков в северной части Омской области.

Среди различных теорий происхождения нефти, наибольшим признанием пользуется *теория нефтематеринских свит*, в основе которой лежат представления о том, что УВ образуются из органического вещества (ОВ), разбавленного в минеральной массе осадка, накапливающегося в субаквальных условиях. При погружении осадков под воздействием нарастающей температуры в недрах происходит преобразование ОВ и генерация УВ.

Степень катагенетической превращённости ОВ и минеральной части пород определяется не только интенсивностью воздействия этих основных факторов, но и *продолжительностью эффективного времени их воздействия*. Генерация углекислого газа на этапе протокатагенеза при температуре до 60–80 °С сменяется в начале мезокатагенеза (градации МК1-МК2, температура до 150–160 °С) вследствие интенсивной термической деструкции липидных компонентов ОВ образованием преимущественно жидких нефтяных УВ. Затем на градациях МК3-АК2 при температуре до 200–250 °С проявляется интенсивное газообразование, на первом этапе которого (градация МК3¹) образуются газоконденсаты, а на втором (МК3²-АК2) – сухой метановый газ. При дальнейшем погружении отложений (градации АК3-АК4, температура >250 °С) интенсивность метанообразования резко снижается до минимума, а в составе газов значительную роль начинают играть CO₂ и H₂S.

Если степень катагенеза ОВ в нефтегазоматеринских отложениях не превышает градации протокатагенеза ПК3 (главная фаза нефтеобразования (ГФН)) считается, что нефтегазовый потенциал в бассейне не реализован, и бассейн может быть оценен как бесперспективный или с весьма низкими перспективами нефтегазоносности. Если степень катагенеза ОВ в предположительно нефтегазоматеринских отложениях достигла градаций мезокатагенеза МК1-МК2 (глубины 1 800–3 300 м), и в эту зону катагенеза вошёл значительный объём осадочных пород, ГФН в бассейне реализована, что является основанием для прогноза промышленной нефтегазоносности бассейна. При преобладании в материнских отложениях сапропелево-гумусового и, тем более, гумусового РОВ в зонах проявления ГФН на градациях МК1-МК2 следует ожидать промышленной нефтегазоносности с различным соотношением нефти и газа, с преобладанием газоносности в случае распространённости существенно гумусового РОВ. Если степень катагенеза ОВ в нефтегазоматеринских отложениях достигла градаций МК3 и более высоких и в эту зону катагенеза вошёл при погружении большой объём осадочных пород, в нём после реализации ГФН должна была осуществиться главная фаза газообразования (ГФГ) следовательно, имеются все основания для прогнозирования промышленной нефтеносности.

На юге Западной Сибири в мезозойской толще основным нефтепроизводящим комплексом является баженовская свита, возраст которой от верхов нижней волги до низов нижнего берриаса. Породы баженовской свиты имеют морской генезис и представлены черными глинистыми высокоуглеродистыми сланцами с большим количеством рыбного детрита, пелеципод и аммонитов. Тогурская свита, имеет озерный генезис. Литологически представлена глинистыми отложениями, обогащенными

гумусовой органикой (остатки высших наземных растений), возрастной диапазон которых нижняя юра.

Для оконтуривания зоны генерации УВ, использовался программный пакет «Genex», который предназначен для моделирования преобразования пород одномерного вертикального разреза одной или нескольких скважин. Программа позволяет воссоздавать историю осадконакопления и погружения, увязывая их с историей деформации литосферы, термальную историю и историю реализации нефтегазового потенциала нефтематеринских пород. При этом учитывается, большое количество факторов, таких как палеоклиматические условия, уплотнение пород, пористость, проницаемость, давление и т.д.

Располагая данными глубинной зональности нефтеобразовательного процесса в осадочном чехле юга Западной Сибири, путем реконструкции глубин, на которых находится главная нефтепроизводящая толща (баженовская свита) в разные промежутки времени развития бассейна седиментации, было установлено, когда осадочные толщи проходили через ту или иную зону, и началась генерация УВ. Используя «Genex» была обработана серия скважин, в разных точках северной части Омского Прииртышья. Специфика выбора была продиктована приуроченностью скважин к различным тектоническим элементам (восточный борт Старосолдатского мегавала, Наталинский вал, Верхнедемьянский мегавал и Каймысовский свод) (рис. 1).

Расчет степени зрелости нефтематеринских пород в северо-западной части Омского Прииртышья (скв. Бичинская-1) показал, что вхождение баженовской свиты в этом районе в главную зону нефтеобразования началось в палеогене. Если даже учесть, что часть УВ успела образоваться к настоящему времени, маловероятно, что они успели мигрировать в ловушки. Расчет этих же параметров по линии скважин в восточном направлении (Наталинская-2, Тай-Тымская-3, Кулайская-2) до Каймысовского свода (Крапивинская-191) показал, что в отличие западных районов (район Красноленинской мегамоноклизы), баженовская свита уже вошла и находится в главной зоне нефтеобразования, а миграция углеводородов происходит предположительно в течение 70–80 млн. лет.

В отличие от Старосолдатского мегавала, на склонах Верхнедемьянского мегавала, в юрское время существовали благоприятные условия для накопления песчаных пластов. Этому благоприятствовал ряд предпосылок: во-первых, небольшие перестройки структурного плана, способствовавшие образованию ловушек нефти и газа, во-вторых, имела место генерация УВ. Поэтому, восточной склон Верхнедемьянского мегавала является наиболее предпочтительным для поисков залежей нефти и газа на территории Омского Прииртышья. Глубины, палеобассейна на которых находилось ОВ нефтепроизводящего комплекса в той или иной зоне нефтеобразования, определены приблизительно. Точность их определения зависит от многих факторов: точности реконструкций мощности осадочных толщ, размывов в периоды инверсионного этапа развития региона, палеотермического режима недр, литологии вмещающих отложений.

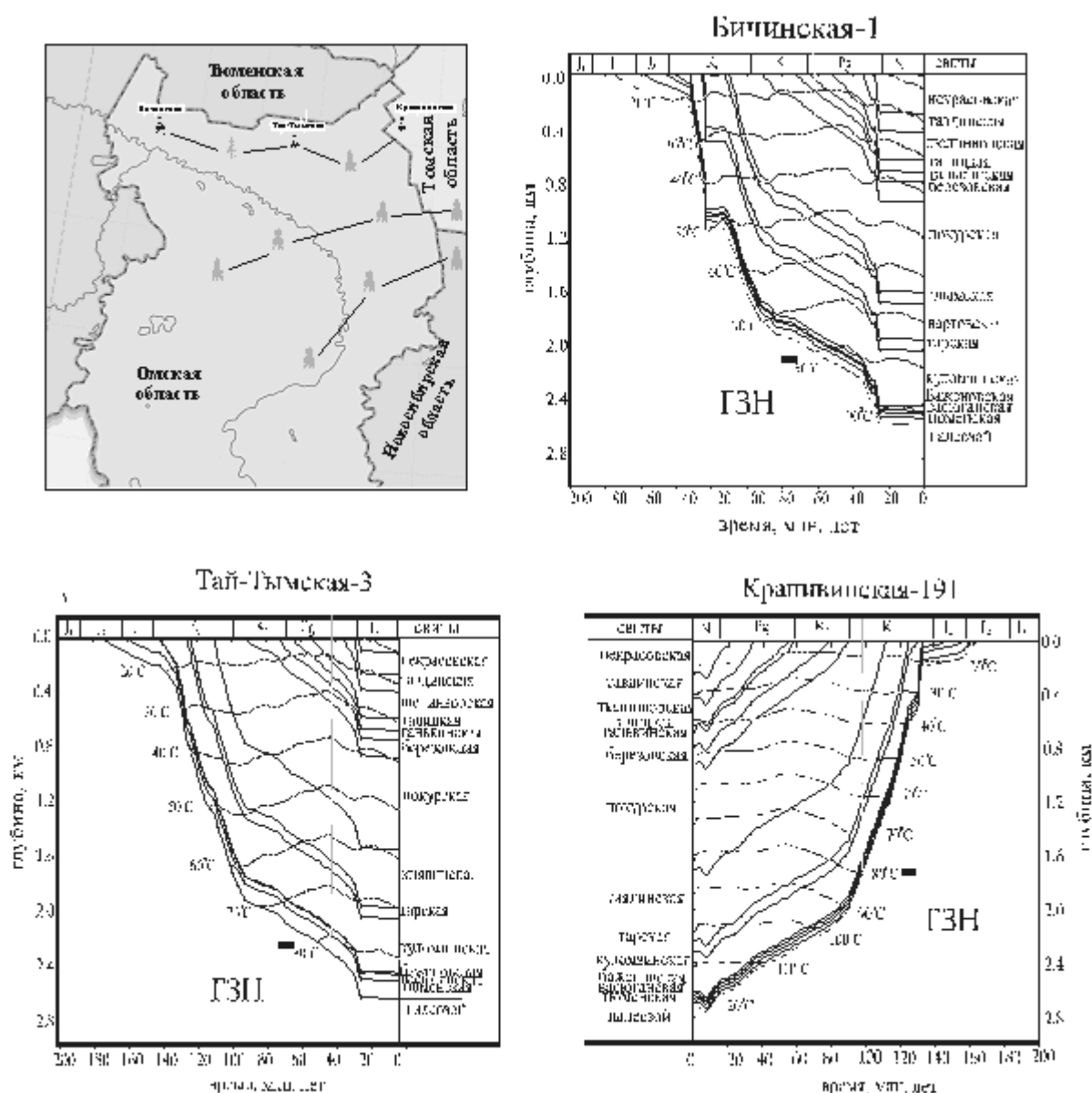


Рис. 1. Схема палеотектонической реконструкции температурного фактора в скважинах Омского Прииртышья

Естественно, учесть многие из этих факторов сейчас трудно, что снижает точность палеогеохимических реконструкций времени формирования залежей нефти и газа в мезозойских толщах осадочного чехла территории Омского Прииртышья. В дальнейшем при изучении данного вопроса целесообразно комплексное использование палеогеохимического, палеотектонического, литологического и палеобарического методов. Совместное их применение позволит более надёжно установить основные моменты истории формирования и разрушения залежей УВ.

Результаты, проведенного палеотектонического моделирования в пределах Омского Прииртышья позволили уточнить зону очага генерации УВ, тем самым, сузив территориально районы возможного поиска.

Наиболее перспективная область выделена на карте (рис. 2) серой заливкой. В эту зону попали локальные структуры, располагающиеся восточнее

западной границы Смоленского наклонного мезовала и западной границы Муромцевской мезовпадины.

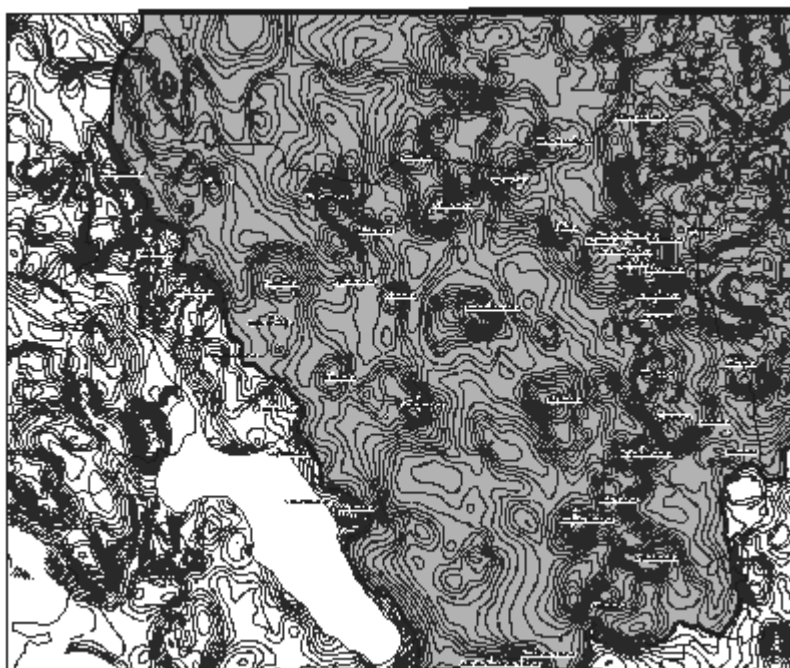


Рис. 2. Выделенная зона генерации УВ на территории Омского Прииртышья

Выявленная зона генерации УВ на территории Омского Прииртышья имеет важное значение при решении вопросов формирования залежей нефти и газа, оценке нефтегазоносности и фазового состояния новых геологических объектов и может служить основой для дальнейшего прогноза нефтегазоносности на этой территории.

© О.В. Елишева 2007

ОПТИМИЗАЦИЯ КОМПЛЕКСА НАЗЕМНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ ПРИ ПОИСКАХ РУДНОГО ЗОЛОТА (НА ПРИМЕРЕ ВОСТОЧНОГО СКЛОНА КУЗНЕЦКОГО АЛАТАУ)

Одним из важнейших видов полезных ископаемых, разрабатываемых на территории республики Хакасия (РХ), является золото. Геологоразведочными работами, выполненными в последние годы, не удалось нарастить достаточный промышленный сырьевой потенциал рудного золота. Действующие горнодобывающие предприятия слабо обеспечены разведанными запасами, резерв разведанных золоторудных месторождений отсутствует [7].

В связи с этим особую актуальность приобретает проблема поисков золотого оруденения как в пределах известных золоторудных районов, так и на новых перспективных площадях. Важную роль при этом играют геофизические методы, отличительными чертами которых являются высокая мобильность и производительность, возможность опосредованного поиска закрытых площадей, глубинность исследований, равномерность изучения больших территорий, сочетание методов прямой и косвенной индикации оруденения [3].

Основные объемы геофизических работ, выполненных с целью поисков рудного золота на территории РХ, сосредоточены на восточном склоне Кузнецкого Алатау.

Первыми геофизическими исследованиями, направленными непосредственно на изучение золотого оруденения, являлись магнитометрические работы 1935 года, проведенные под руководством Н.И.Захаренко с целью разведки Калиостровского золотосодержащего железорудного месторождения. До сих пор эти работы представляют собой яркий пример поисковой эффективности геофизики.

В середине XX века значительные площади на восточном склоне Кузнецкого Алатау были покрыты комплексными геолого-геофизическими работами масштаба 1:50 000. Основным видом исследований являлась аэромагнитная съемка. Весьма ограниченно применялась электроразведка методами СЭП, СГ, ЕЭП, ИЖ («искатель жил»), ВЭЗ; в 1959 г. в практику работ была внедрена спектрозолотометрия.

Работами этого периода выявлено значительное количество магнитных, радиоактивных аномалий и ореолов рассеяния. Большая часть выявленных рудоперспективных аномалий и ореолов рассеяния осталась нерасшифрованной, не получив должной заверки. В итоге к началу 60-х годов не было выявлено крупных месторождений рудного золота, требующих разведки.

Наземные геофизические работы проводились комплексом методов, основными из которых являлись магниторазведка масштаба 1:5 000, электроразведка ЕЭП и ВП масштаба 1:10 000. На отдельных объектах выполнялись гравиразведка, профильные гамма-спектрометрические измерения, электроразведка ВЭЗ, ВЭЗ-ВП, МПП. В 1983 году в практику работ

был внедрен метод частичного извлечения металла (ЧИМ), в 1993 году – газортутная съемка.

Комплексная интерпретация геофизических материалов базировалась на методе аналогий: т.е. заключения о перспективности участков строились на приуроченности известных золотоносных объектов к определенным типам физических полей и на наличии аналогичных аномалий на исследуемой площади.

За многолетний период накоплен значительный опыт проведения полевых и камеральных геофизических работ в различных физико-геологических условиях. На основе геофизических материалов и представленных в отчетах рекомендаций выявлены: Каратовское месторождение, скрытый штокверк на Майском месторождении, золоторудные зоны на Дорожном участке Тибекско-Майского рудного поля, Тургаюльский участок; прослежена рудоконтролирующая Игр-Гольская зона смятия пород; протрассирована и продолжена в восточном направлении Сахсарская золотоносная зона.

Однако, необходимо отметить ряд моментов, оказавших негативное влияние на информативность проведенных геофизических исследований.

- Геофизические работы выполнялись, в подавляющем большинстве случаев в масштабах 1:10 000–1:5 000, в пределах небольших по площади, разрозненных в пространстве участков. Объектами поисков являлись, как правило, отдельные рудные тела, а не рудоконтролирующие или рудовмещающие зоны. При этом методика полевых наблюдений и последующая интерпретация материалов были ориентированы на какой-либо единственный (чаще всего – жильный золото кварцевый) тип оруденения.

- В недостаточном объеме проводилось изучение физических свойств горных пород и руд, зачастую в отчетах приводятся статистические оценки петрофизических параметров по непредставительным выборкам (до 10–15 образцов), в результате чего не были сформированы петрофизические модели известных золоторудных месторождений и проявлений.

- Очень слабо освещалось, либо совсем не исследовалось геофизическими методами глубинное строение золоторудных районов, узлов и полей.

- На этапе интерпретации весьма ограниченно использовались математические методы, методы автоматизированной обработки материалов и приемы количественной интерпретации, позволяющие извлекать дополнительную геологическую информацию из данных полевых наблюдений.

- Не выполнялось обобщение имеющихся геофизических материалов в рамках тематических исследований.

Оптимизацией комплекса методов является определение такого их сочетания, которое позволяет получить информацию, необходимую для решения поставленных геологических задач при минимальных затратах труда, времени и средств или возможно большее количество информации при заданных ограничениях указанных ресурсов [2].

Таким образом, представляется целесообразным ориентировать геофизические исследования на решение следующих основных задач.

1. *Изучение глубинного строения известных золоторудных районов, выявление глубинных факторов, контролирующих размещение золотого оруденения и прогнозирование новых площадей в ранге предполагаемых рудных узлов (площадь десятки – первые сотни кв. км) для концентрации дальнейших поисковых работ.* Масштаб исследований 1:500 000–1:200 000. Глубина исследований – не менее 5 км. Определение прогнозных ресурсов по категории P_3 .

На данной стадии необходимо проведение как тематических работ с целью изучения глубинного строения крупных территорий и выявления региональных геофизических поисковых критериев золотого оруденения, так и выполнение полевых геофизических наблюдений по серии региональных профилей. Результативными характеристиками золоторудных районов для данного масштаба исследований будут являться: положение в рудной провинции; приуроченность к определенному геотектоническому блоку; тип земной коры, мощность и состав гранитного слоя, морфология и строение внутрикоровой поверхности; геотектонический режим развития; расчлененность блоков глубинными разломами; положение и строение древнего кристаллического фундамента; соотношение магматических, осадочных и метаморфических образований; металлогеническая специализация магматических комплексов; рудоносные формации и промышленно-генетические типы оруденения; региональный метаморфизм, степень и характер его проявления; закономерности размещения рудных районов, отражающиеся в физических полях [6].

Полевые геофизические наблюдения целесообразно выполнить по нескольким опорным профилям (длиной до нескольких сотен км), пересекающим основные золоторудные районы методами глубинной электроразведки: зондированием вертикальными токами [1] или аудиоманнитотеллурическими зондированиями [5], а также методами гравиразведки и магниторазведки.

2. *Поисковые геофизические исследования в пределах известных и вновь выявленных рудных узлов (при обязательном выходе на их фланги, в область нормальных геофизических полей), с целью локального прогнозирования золотого оруденения и выявления участков (в ранге рудных полей) площадью 1–10 кв. км, в пределах которых предполагается наличие золоторудных месторождений.* Масштаб исследований 1:50 000–1:25 000. Глубина исследований – не менее 1 км. Определение прогнозных ресурсов по категориям P_3 – P_2 .

Известно, что задача локального прогнозирования золотого оруденения только по материалам крупномасштабной комплексной аэрогеофизической съемки (КАГС-25) в сложных физико-геологических условиях РХ не всегда решается однозначно; подавляющее большинство выполненных наземных геофизических работ сконцентрировано в пределах известных месторождений и рудных полей при достаточно слабой геофизической изученности рудных

районов в целом; традиционно используемый поисковый комплекс наземных геофизических методов является тяжелым и дорогостоящим. Поэтому представляется оптимальным проводить поисковые геофизические исследования в пределах известных и вновь выявленных рудных узлов с целью выделения перспективных объектов в ранге предполагаемых рудных полей (площадь в среднем 1–5 кв. км) «минимально-необходимым» комплексом методов, включающим в себя: в качестве основных методов площадных исследований гравиразведку, электропрофилирование ВП (в модификациях СЭП или ДЭП), литохимическую съемку по вторичным ореолам рассеяния: профильные электрические зондирования современными методами импульсной 3D-электроразведки [8] и ВЭЗ-ВП (глубина исследований не менее 1 км); петрофизические исследования [4], геологические маршруты для заверки выявленных аномалий и небольшой объем горно-буровых работ.

В качестве дополнительных методов в предлагаемый комплекс работ могут быть включены магниторазведка и электроразведка методом ЕЭП. В случае плохих условий заземлений альтернативой электроразведке ВП будут являться методы ЧД и БИЭП на переменном токе, базирующиеся на бесконтактном приеме полезного сигнала от геоэлектрических неоднородностей изучаемого разреза.

В результате комплексной геологической интерпретации геофизических данных будет уточнено структурно-тектоническое строение исследуемого золоторудного узла; прослежены крупные пликативные и дизъюнктивные рудоконтролирующие структуры, а также изучено сопряжение их элементов; откартированы рудовмещающие формации, предполагаемые литологические экраны и интрузивные образования; исследовано отношение рудных полей к магматическим комплексам и типы гидротермально-метасоматических изменений (их зональность, интенсивность, морфология); по комплексу геофизических поисковых критериев и прямых поисковых признаков будут локализованы рудоперспективные участки (не более 10–15 % от изучаемой площади) для проведения геологоразведочных работ следующего этапа [6].

3. Детальные поисковые геолого-геофизические работы в пределах выявленных рудоперспективных участков с целью выделения отдельных рудных объектов и рудных зон с предварительной оценкой их промышленной значимости. Масштаб исследований 1:10 000–1:2 000. Глубина исследований – до первых сотен м. Определение прогнозных ресурсов по категории P_2 – P_1 .

Основной масштаб исследований 1:5 000, при работах на коры выветривания и штокверковое оруденение этот масштаб может быть уменьшен до 1:10 000, при изучении золото-кварцевых объектов – укрупнен до 1:2 000. На данном этапе конечным продуктом геофизических работ являются рекомендации для проведения горно-буровых работ, по результатам которых и оценивается перспективность выявленных объектов на промышленное золотое оруденение.

Типовой комплекс методов включает в себя: в качестве основных методов площадных исследований магниторазведку; электроразведку ВП (в модификациях СГ, СЭП, ДЭП); электромагнитные зондирования по профилям,

удаленным друг от друга на расстояния 50–200 м, с изучением глубин до 200–300 м от дневной поверхности или ВЭЗ-ВП по той же сети; профильные работы методами ЧИМ, радиоимпульсным методом (РИМ), газортутометрии; параметрические наблюдения по линиям шурфов, полотну канав, а также ГИС с целью определения физических свойств горных пород в естественном залегании (*in situ*) и уточнения поисковых критериев золотого оруденения; геологические маршруты, буровые и горно-проходческие работы.

В зависимости от морфо-генетических типов золотого оруденения данный комплекс может изменяться и дополняться другими методами. В частности, при работе на участках, где предполагается развитие золотоносных кор выветривания, в комплекс дополнительно включаются площадная электроразведка ЕЭП, профильная гравиметрическая съемка и невзрывная сейсморазведка методом преломленных волн.

Основными задачами работ данного этапа являются: изучение структурного положения рудоперспективных зон и объектов в рудном поле; картирование рудоконтролирующих структур (строения, морфологии, размеров, пространственного положения) и зон гидротермально-метасоматических изменений горных пород, определение морфоструктуры выявленных рудоперспективных зон и объектов, оценка их геометрических параметров и содержаний золота [6].

Авторы статьи полностью разделяют мнение Н.Н. Боровко о том, что «основное, что требуется для повышения эффективности поисковых работ – это правильное представление об объекте и условиях поисков. Оптимизация исследований предлагает точную постановку задач каждой стадии исследований в целом и каждого метода, входящего в комплекс, полноценное истолкование полученных данных, оптимальную формулировку последующих практических решений (выбор участков под более детальные исследования и т.п.). Мобилизация этих резервов часто дает намного больше, чем любые усовершенствования применяемых технических средств» [2].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Метод зондирования вертикальными токами / Б.П. Балашов и др. // Материалы регионал. конф. геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. Т. II. – Томск, 2000. – С. 486.
2. Боровко Н.Н. Оптимизация геофизических исследований при поисках рудных месторождений / Н.Н. Боровко. – Л.: Недра, 1979. – 230 с.
3. Геофизика золоторудных месторождений. Материалы семинара «Применение геофизических при поисках золоторудных месторождений. / под ред. Г.П. Воляровича, Б.В. Рогачева. – М.: ЦНИГРИ, 1980. – 291 с.
4. Долгаль А.С. Петрофизические исследования при поисках золотого оруденения. Метод. разработка / А.С. Долгаль, А.А. Кашкаров. – Свердловск: изд-во СГИ, 1990. – 15 с.
5. Опыт использования аудиоманнителлурических зондирований при решении геологических задач / А.А. Елисеев, К.Д. Ратников, Г.В. Редько, А.Б. Федоров // 300 лет горно-геолог. службе России. Междунар. геофиз. конф. Тез. докл. – Санкт-Петербург, 2000. – С. 248.
6. Комплексирование методов разведочной геофизики: Справочник геофизика / под ред. В.В. Бродового, А.А. Никитина. – М.: Недра, 1984. – 384 с.
7. Сердюк С.С. Золотоносные и золото-платиноносные провинции Центральной Сибири: геолого-металлогеническое строение и перспективы развития сырьевой базы / С.С.

Сердюк // Геология и полезные ископаемые Центральной Сибири. – Красноярск: КНИИГиМС, 1997. – С. 89 – 183.

8. Тригубович Г.М. Импульсная индуктивная электроразведка при исследованиях сложно построенных сред: автореф. дис. на соиск. учен. степ. д-ра техн. наук / Г.М. Тригубович. – СПб., 1999. – 40 с.

© А.С. Долгаль, Л.А. Христенко, 2007

УДК 622.831.1

А.А. Неверов, С.А. Неверов, А.П. Тапсиев, М.Б. Устюгов, А.М. Фрейдин
ИГД СО РАН, СГГА, Новосибирск

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ СПОСОБЫ ВЫЕМКИ РУДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ СИСТЕМАМИ С ОБРУШЕНИЕМ

В мировой практике имеются успешные примеры добычи полезных ископаемых на больших глубинах системами разработки с обрушением руды и вмещающих пород [1]. В институте горного дела СО РАН проведены исследования ряда новых способов разработки с выпуском руды под обрушенными породами [2,4].

Настоящая статья обобщает научные и практические результаты исследований разработанных способов выемки. Вариант сплошной камерной выемки с управляемым обрушением пород кровли осваивается на Николаевском месторождении ОАО «ГМК Дальполиметалл», сущность технологии изложена в патенте [2].

Геомеханическое обоснование технологии [2] проводилось методом физического моделирования на фотоупругих материалах [3].

Анализ полученных результатов напряженного состояния конструктивных элементов технологии (рис. 1) показал, что увеличение высоты зоны обрушения породной кровли (h) ведет к снижению напряжений во временном рудном целике, повышая при этом его сохранность в период отработки блока. Рациональной является величина, $h \geq m$ где m – мощность рудного тела; при $h = 0,5m$, напряжения τ_{max} в сравнении с вариантами $h = m$ и $h = 1,5m$ возросли не только в сечении целика, но и в других элементах технологии в 1,2–1,5 раза.

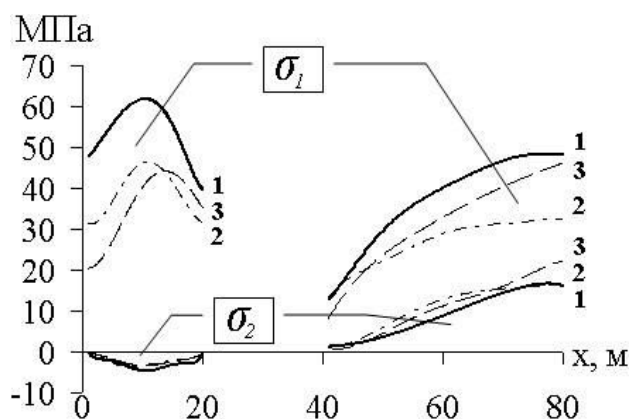


Рис. 1. Эпюры распределения главных напряжений σ_1 и σ_2 (при $\sigma_x = 2,5\sigma_y$) в центральном горизонтальном сечении блока, где 1 – при $h = 0,5m$; 2 – то же $h = m$; 3 – то же $h = 1,5m$

В целях снижения давления на целик был рассмотрен вариант с надработкой породной консоли [4]. Как показали результаты измерений, надработка консоли обеспечила снижение нагрузки на целик в 1,4–1,6 раза.

Изучение процесса выпуска руды из подконсольного пространства позволило установить, что на стадии отработки камеры основным источником разубоживания является самообрушение пород кровли камер.

Прогнозируемые (расчетные) показатели полноты и качества извлечения в целом по блоку (камера + целик) при выпуске приведены на рис. 2.

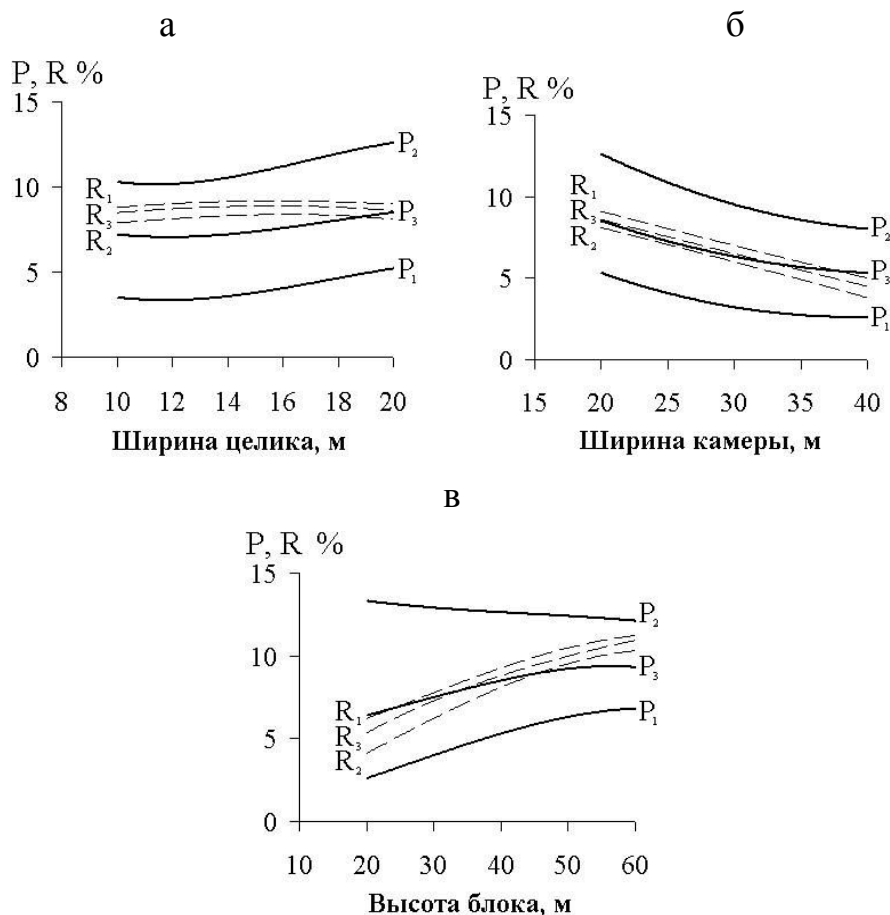


Рис. 2. Зависимость изменения показателей извлечения руды по блоку:

а – от ширины целика; б – от ширины камеры; в – от высоты блока; P_1, P_2, P_3 и R_1, R_2, R_3 – соответственно потери и разубоживание руды при полевой, рудной и комбинированной подготовках

Рассмотренный вариант системы разработки прошел промышленное испытание на Николаевском руднике при отработке блоков «Север-7» и «Север-9». Проведенные промышленные испытания показали, что признаков разрушения временного рудного целика при выемке камерных запасов не наблюдалось; обрушение пород кровли является трудноуправляемым процессом. Безопасность ведения горных работ на глубинах 800–900 м обеспечивалась при ширине камеры и целика 20 м и высоте обрушения породной кровли равной или более мощности рудного тела.

Опытными работами установлено, что новый вариант [2,4] в сравнении с базовым (системой подэтажных штреков с камерно-целиковым порядком

выемки и твердеющей закладкой первичных и сухой – вторичных камер) обеспечивает повышение интенсивности выемки запасов до 2,5 раз, снижение затрат на добычу руды до 25 % и себестоимости производства металла в концентрате почти на 15 % при незначительном ухудшении показателей качества и полноты извлечения запасов; рост прибыли на 1 т балансовых запасов при этом составил 13,5 %.

Разработанный новый вариант подэтажного обрушения с выпуском руды по площадно-торцовой схеме под обрушенными породами и использованием самоходного оборудования [4, 5] позволяет быстро и гибко реагировать на изменения горно-геологических и горнотехнических условий разработки.

Выполненный комплекс исследований технологии подэтажного обрушения с площадно-торцовым выпуском руды позволил установить следующее.

Показатели извлечения площадно-торцового выпуска относительно торцового улучшились: потери руды снижаются на 15–20 %; разубоживание на выпуске – на 30–35 % при одновременном повышении количества чистой руды извлеченной до начала разубоживания в 1,5–1,6 раза. Наилучшие показатели извлечения достигаются при равномерно-последовательном режиме выпуска руды (извлекаемая доза со стороны погрузочного заезда в 2 раза больше дозы выпускаемой из торца буро-доставочного орта).

Геомеханическая оценка нового [4] варианта системы разработки на примере условий отработки рудников Горной Шории показала достаточную устойчивость горных конструкций при высоких тектонических полях напряжений (коэффициент запас прочности по отдельным элементам конструкции технологии составляет более 2, в наиболее напряжённых участках – кровле буро-доставочных ортов и погрузочных заездов более 1,5). Возникающие напряжения при подэтажной выемке в 1,4–1,7 раза меньше, чем в аналогичных условиях добычи при системе разработки этажным обрушением, применяемой на рудниках Горной Шории.

Рассматриваемые технологии создают благоприятные условия для повышения концентрации горных работ за счёт совмещения очистной выемки одновременно на нескольких подэтажах и параллельной проходки подготовительно-нарезных выработок в смежных выемочных участках.

Заключение

Эффективность нового варианта камерной системы разработки определяется сохранностью временного рудного целика (выбором рациональной высоты обрушения кровли) и устойчивостью породной консоли (ведением очистных работ в направлении действия максимальных горизонтальных напряжений).

Технология подэтажного обрушения с площадно-торцовым выпуском руды под обрушенными породами обеспечивает наилучшие показатели извлечения, высокую интенсивность и безопасность горных работ в условиях больших глубин.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Витковский И.И. Область применения вариантов систем подэтажного обрушения с торцовым выпуском при разработке сложных рудных тел / И.И. Витковский // Перспективы развития технологий подземной разработки рудных месторождений: тез. докл. – М., 1985.
2. Пат. Российская Федерация № 2099527. Способ разработки месторождений полезных ископаемых // Фрейдин А.М., Шалауров В.А., Кореньков Э.Н. и др. – Бюл., 1997. – № 35.
3. Фрейдин А.М. Геомеханическое обоснование камерной одностадийной выемки руды на Николаевском руднике / А.М. Фрейдин, А.В. Усков, А.А. Неверов // Горный журнал. – 2006. – № 6.
4. Пат. Российская Федерация № 2208162. Способ разработки рудных месторождений подэтажным обрушением / Фрейдин А.М., Кореньков Э.Н., Филиппов П.А. и др. / Бюл., 2003. – № 19.
5. Фрейдин А.М. Моделирование площадно-торцовой технологии выпуска руды под обрушенными породами / А.М. Фрейдин, С.А. Неверов // ФТПРПИ. – 2005. – № 5.

© А.А. Неверов, С.А. Неверов, А.П. Татсицев, М.Б. Устюгов, А.М. Фрейдин, 2007

УДК 550.834

В.А. Куликов¹, Б.Ю. Моисеев¹, Т.В. Нефедкина¹, Е.А. Хогоев¹,

О.М. Сагайдачная², К.А. Дунаева²

¹ ИНГГ СО РАН, Новосибирск; ² СНИИГГиМС, Новосибирск

СЕЙСМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ В УСЛОВИЯХ ПОВЕРХНОСТНО ВЫРАЖЕННЫХ СЕЙСМОДИСЛОКАЦИЙ (РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ АНИЗОТРОПНЫХ СРЕД)

Чуйская впадина является частью Курайско-Чуйской системы альпийских межгорных структур, образование которых относится ко второй половине кайнозоя. Главными чертами новейшей структуры территории являются разломные границы впадин с обрамляющими их с северо-востока и юго-запада горными сооружениями. С северо-востока система впадин ограничена Курайским хребтом, разбитым молодыми взбросо-сдвигами северо-западного простирания на 3 блока: Кубадринский, Башкаусский и Курайский. С юга впадины подпираются Шавлинским, Северо- и Южно-Чуйским хребтами, отделенными взбросовыми уступами, а между собой – сдвигами. Впадины заполнены сложно построенной толщей континентальных отложений палеогена, неогена и плейстоцена. Мощность накопившихся в Чуйской впадине кайнозойских отложений достигает 1200 м, а на участке исследований эта мощность составляет 200–300 м.

В течение 2004–2006 годов проведен мониторинг состояния горных пород ВЧР долины реки Чаган, разрушенных Алтайским 2003 г. землетрясением. В этот период осуществлены сейсмические наблюдения преломленных и отраженных волн по сети линейных профилей, перекрывающих зоны поверхностных сейсмодислокаций в долине р. Чаган (окрестности поселка Бельтир, подвергшегося наибольшему разрушению) с периодичностью один раз в год. Сейсмические профили были размещены на местности таким образом,

что упругие волны освещали зону трещиноватости под различными углами, в том числе вдоль и в крест простирания трещин. Несмотря на малые для сейсморазведки размеры как нарушенной зоны (2 длины волны), так и пространства свободного от трещин, наблюдаемых визуально, удалось осуществить методику наблюдений отраженными волнами с кратностью более 10. При этом канальность аппаратуры позволила применить методику ЗС ОГТ, т. е. регистрировать волновые картины на 3-х компонентах x , y , z . Один из профилей был расположен вдоль берега р. Чаган на расстоянии 4,5 км от зоны дислокаций на поверхности блока, где трещины разрыва не выделялись визуально. Карта района проведения наблюдений приведена на рис. 1. Зона трещиноватости на поверхности была представлена четырьмя видимыми разрывами земной поверхности, примерно одного простирания на юго-восток. Три трещины небольшие по глубине (не более 0,5 м) имели раскрытость в пределах 0,5–1,5 м. Одна трещина, находящаяся в центре сейсмических профилей, имела глубину 3 м при расстоянии между берегами 7 м. Общая площадь зоны сейсмодислокаций $150 \times 300 \text{ м}^2$.

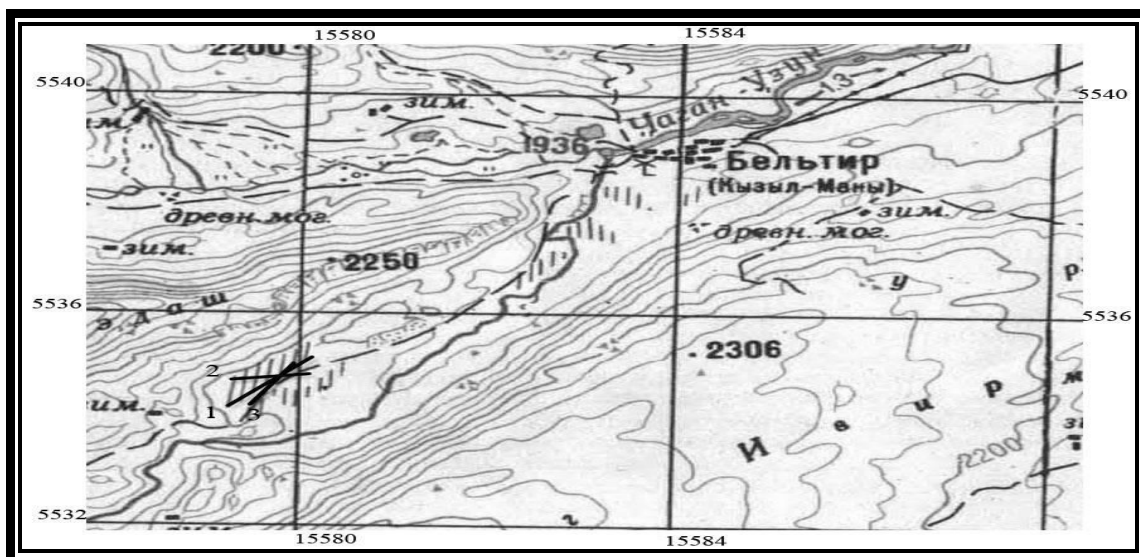


Рис. 1. Карта района проведения исследований

Проведенные исследования позволили:

- Изучить динамику процесса консолидации осадочного чехла Чуйской впадины, разрушенного землетрясением 2003г до фундамента включительно; впервые построить временные разрезы продольных и обменных волн, по профилям, пересекающим зону сейсмодислокаций в различных направлениях и выяснить глубину проникновения зоны сейсмодислокаций, которая по данным зондирования МОВ на продольных и обменных волнах составляет 250 м;
- Установить, что процесс консолидации среды характеризуется временной иерархией, когда часть трещиноватых зон залечивается за короткие периоды (не более двух лет), а другие – за временные промежутки длительностью большей, чем время наблюдений;

– Выделить пространственные интервалы повышенного сейсмического шума, которые расположены в зоне трещиноватости и в ее ближней окрестности.

Сейсмический шум проявляется в виде не коррелируемых высокочастотных колебаний, регистрируемых всеми тремя компонентами x , y , z , особенно сильный в периоды ветровой нагрузки, действующей по ортогонали к простиранию трещин.

Главным результатом этих наблюдений являются временные разрезы, впервые в практике геофизических наблюдений построенные по части Курайско-Чуйской системы альпийских межгорных структур, на продольных и обменных (поперечных) волнах, где обозначаются не только размеры разрушенной породы по координате X , но и по глубине (координата Z). Основной вывод из анализа временных разрезов тот, что происходит последовательная, но частичная консолидация состояния горных пород ВЧР. Некоторые зоны разрушений «залечиваются», но появляются новые нарушения в виде провалов верхнего слоя земли и погружения породы в зоне трещин на глубину от 1 до 0.5 м (рис.2).

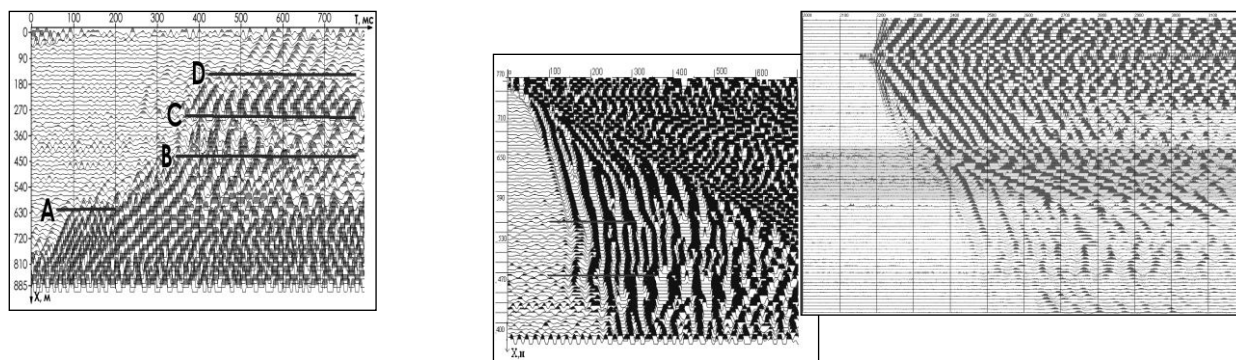


Рис.2. Пример сейсмограмм z -компоненты, полученных в: 2004 г. (слева), 2005 г. (в центре) и 2006 г. (справа). Профиль № 1 расположен вкрест простирания трещин

Сейсмодислокации в виде граничных эффектов нарушения корреляции отражений выделяются на временных разрезах до поверхности фундамента, проникая сквозь слой многолетнемерзлых пород значительной мощности (до 75 м), рис. 3.

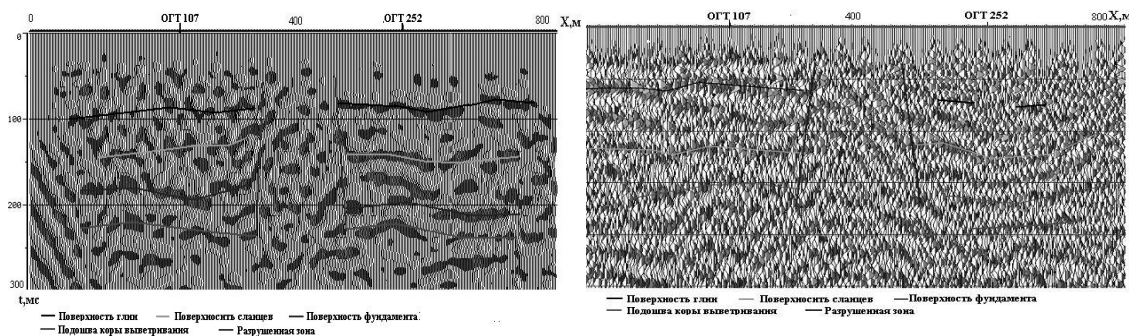


Рис. 3

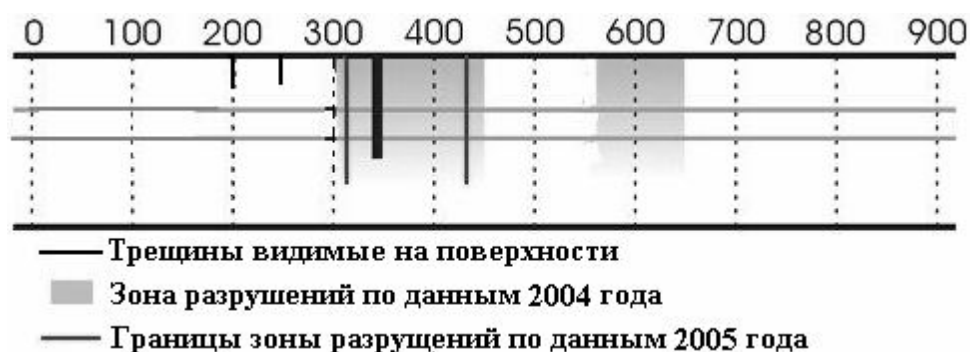


Рис. 4. Схематический разрез ВЧР долины р. Чаган с положением зоны разрушений в 2004 и 2005 гг.

По мере развития исследований за состоянием пород ВЧР эпицентральной зоны проведена серия наблюдений за состоянием сейсмического шума в области, охваченной поверхностными трещинами. Периодически повторялись сеансы регистрации шумов длительностью 20 сек сейсмоприборами на линейных профилях протяженностью от 600 до 900 метров. Первый сеанс за 15 минут до начала профильных наблюдений, последний – через 30 мин. после их окончания. Наряду с сильными микросейсами от ветровой нагрузки удалось выделить интервалы повышенного уровня сейсмического шума на пикетах профиля, расположенных в начале и конце зоны трещиноватости. Эта зона повышенного шума особенно отчетливо зафиксирована приборами в периоды затишья и можно сказать, что этот эффект установлен инструментально, рис. 5.

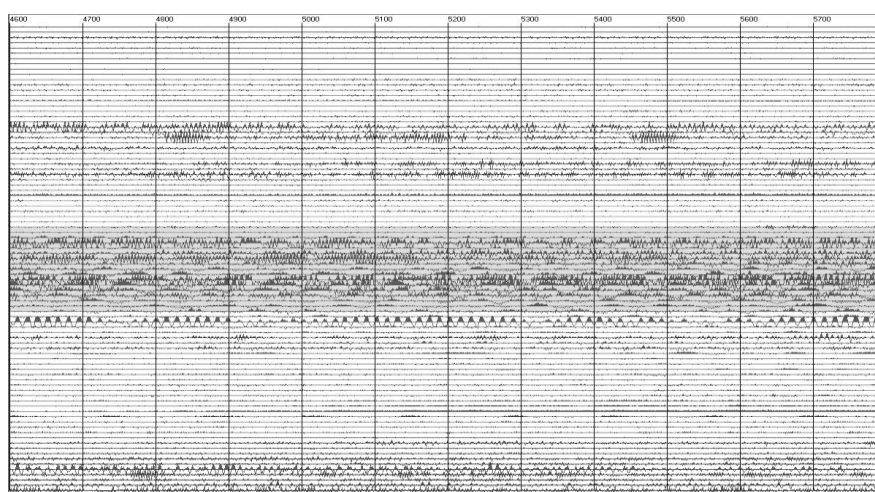


Рис.5. Иллюстрация повышенного фона микросейсм в зоне трещин. Профиль № 1, z-компонента, 2006 г.

Анализ динамики развития сейсмического шума в трехлетний период показал, что: максимальная энергия микросейсм локализуется в области, занимаемой поверхностными сейсмодислокациями; уровень шумов на горизонтальной у компоненте записи выше, чем на х и особенно з компонентах; на фоне экспоненциально быстрого затухания интенсивности микросейсм во времени, в среднем в 2,5–3 раза за год, выделяется период 2005 года, в течение которого уровень сейсмического шума оказался пониженным. На рис. 6 приведено распределение интервальной плотности энергии микросейсм в

области частот от 10 до 500 Гц с шагом 50 Гц. Шаг дискретизации сейсмической записи 1 мс.

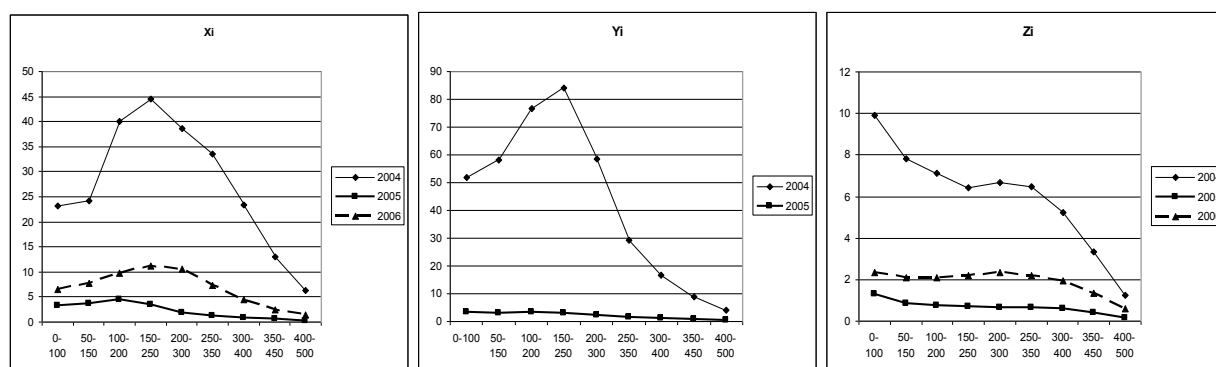


Рис. 6. Плотность распределения энергии микросейсм на x , y , z -компонентах в 2004–2006 гг.

© В.А. Куликов, Б.Ю. Моисеев, Т.В. Нефедкина, Е.А. Хогоев, О.М. Сагайдачная, К.А. Дунаева, 2007

УДК 550.834:004

К.А. Дунаева, О.М. Сагайдачная

ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

ВОПРОСЫ ОБРАБОТКИ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ С ПОСТРОЕНИЕМ СПЕЦИАЛЬНЫХ ДИСКРЕТНЫХ ВЕЙВЛЕТОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАДАЧ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Введение

Вейвлеты являются относительно новым математическим инструментом, активно используемым при обработке информации, в том числе в известных программных пакетах CorelDraw, MATLAB, Mathcad и Mathematica. Широкий набор базовых функций вейвлетов позволяют адаптировать их к решению различных задач обработки сигналов: декомпозиции, реставрации и идентификации сигналов, удаления шумовой компоненты, сжатия файлов данных и т.д. В целом, вейвлет-спектрограммы достаточно информативны и, в отличие от Фурье-спектрограмм, позволяют уверенно выявлять локальные особенности функций, обеспечивая их привязку по координатам n -мерного пространства.

Наши исследования были направлены на решение задач обработки сейсмических и вибросейсмических данных с использованием дискретных ортогональных вейвлетов.

Методика построения специальных дискретных вейвлетов

В основе алгоритма дискретного вейвлет-преобразования лежит использование двух связанных между собой цифровых фильтров, один из которых является сглаживающим, а второй — детализирующим, т.е. настроенным на особенности сигнала, размеры которых согласуются с

эффективной шириной фильтра. Вейвлет-преобразование, по существу, представляет собой аналог оптимальной согласованной фильтрации, для реализации которой задается сигнал известной формы. Последовательное применение нескольких итераций вейвлет-преобразований позволяет получить однозначное либо «избыточное» вейвлет-разложение (вейвлет-спектрограмму) сигнала.

Апробация на математических моделях и полевых сейсмограммах широко известных классов дискретных ортогональных вейвлетов, таких как Daubechies, Coiflet, Symlet, показала практическую применимость их для выделения сейсмических классов вейвлетов, построенных на сейсмических импульсах.

Класс вейвлетов на сигналов и подавления помех, а также для сжатия данных в 2–3 раза. При сжатии в 8–10 раз искажения сейсмического сигнала существенны. Более допустимое увеличение коэффициента сжатия стало возможным с использованием специализированных основе сейсмических импульсов, был разработан с использованием оригинального алгоритма итерационного построения дискретных ортогональных вейвлетов, суть которого в следующем. Дискретный ортонормированный вейвлет из L коэффициентов (L – четное) по построению должен удовлетворять $L/2$ условиям:

$$\sum_{i=0}^{L/2-1} C_i^2 = 1 \text{ – условие нормировки,}$$

$$\sum_{i=0}^{L/2-1} C_i \cdot C_{i+2^*l} = 0, 0 < l \leq L/2 - 1 \text{ – условие независимости функций базиса}$$

($L/2-1$ уравнений).

Для однозначного решения этой системы из $L/2$ уравнений для L неизвестных, ее необходимо доопределить, что можно сделать, исходя из определенных условий. В нашем случае строим вейвлет, максимально подобный волновому импульсу $K(t)$. Предлагается оставшиеся условия доопределить следующим образом:

$$C_i = K(i \cdot \Delta t + \delta) \cdot \lambda, i=0..L/2. (L/2+1 \text{ уравнений})$$

Вспомогательный параметр λ вводится, чтобы разрешить условие нормировки вне зависимости от размера явно заданных коэффициентов дискретизированного импульса $K(t)$. Δt – интервал дискретизации, δ – параметр сдвига дискретизации. Решение полученной системы уравнений и будет являться ортогональным вейвлетом.

Из-за однозначного приравнивания $L/2+1$ коэффициентов к значениям сейсмического сигнала может потеряться «гладкость» вейвлета. Гладкие свойства вейвлета исправляются итерационным методом с использованием, в частности, вариации параметра сдвига дискретизации δ .

Класс специальных дискретных вейвлетов Kld

Общая схема построения специального дискретного вейвлета Kld на основе волнового импульса Клаудера приведена на рис. 1. Импульс Клаудера является оценкой (в области главного максимума) автокорреляционной функции вибросейсмического свип-сигнала и описывается следующим выражением:

$$K(t) = \frac{\sin(\pi \cdot \Delta F \cdot t)}{\pi \cdot \Delta F \cdot t} \cdot \cos(2\pi \cdot fsr \cdot t), \quad \text{где } \Delta F - \text{полоса частот}$$

управляющего сигнала, $fsr = \frac{f_H + f_K}{2}$ – средняя частота управляющего сигнала,

$$-\frac{1}{fsr} \leq t \leq \frac{1}{fsr}.$$

Вейвлет из класса Kld ($L=10$, при начальных параметрах: полоса частот 7,519–11,035 Гц, частота дискретизации исходных виброграмм 62,5 Гц) показан на рис. 1.

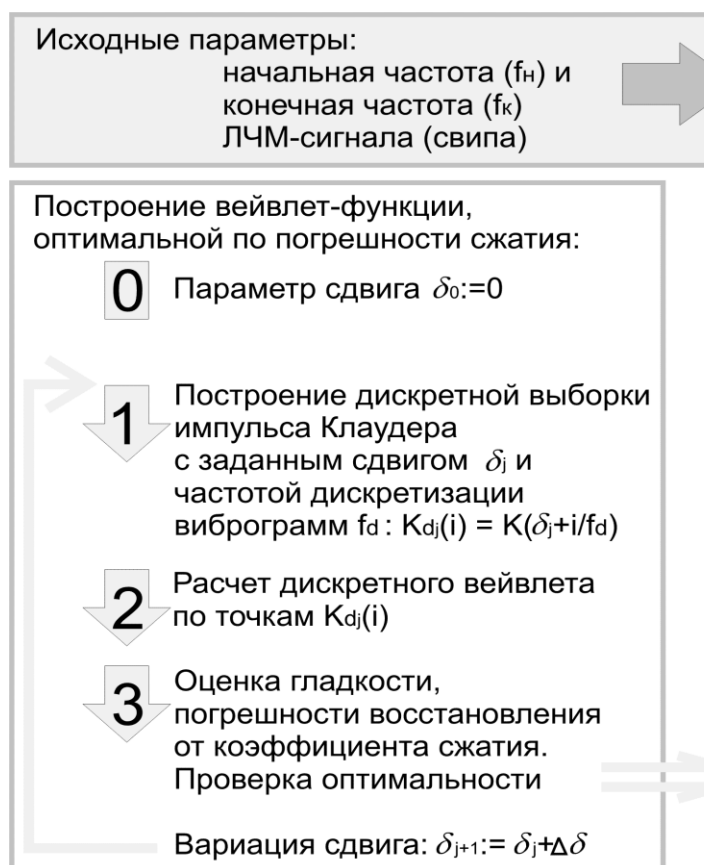


Рис. 1. Общая схема построения специального дискретного вейвлета

Характеристики гладкости вейвлета Kld приведены на рис. 2а для разных коэффициентов сжатия (k).

Наилучшие результаты при обработке реальных коррелограмм были получены с вейвлетом Kld ($L=10$) при сдвиге $\delta=2,7784$.

Оценить эффективность применения специализированного вейвлета Kld для сжатия-восстановления коррелограмм можно сравнивая с известными вейвлетами из классов Daubechies, Coiflet, Symlet (рис. 2б,в). Вейвлет Kld уже при 10 коэффициентах дает результаты заметно лучше, чем любые вейвелеты из известных классов с 20 и даже 30 коэффициентами, реализация которых требует значительно больше времени для обработки.

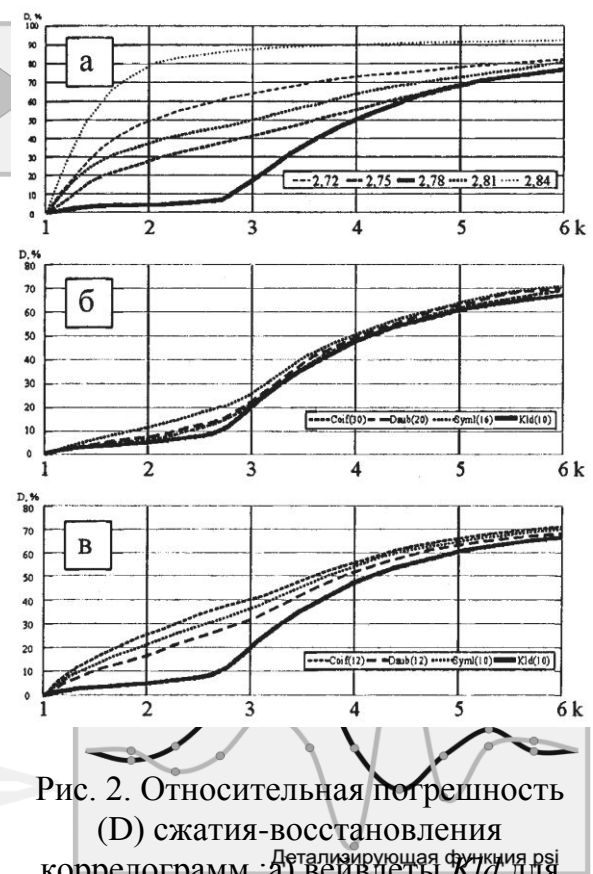


Рис. 2. Относительная погрешность (D) сжатия-восстановления коррелограмм: а) вейвелеты Kld для различных сдвигов δ ; б, в) сравнение вейвлета Kld ($L=10$, $\delta=2,7784$) с вейвлетами из классов Daubechies, Coiflet, Symlet

Результаты использования вейвлетов для обработки сейсмических данных

Разработанный программно-алгоритмический аппарат вейвлет-преобразования был опробован на сейсмических записях, полученных на удалениях до 300 кмс использованием мощного 40-тонного вибратора ЦВП-40 по методике глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ) на опорном геофизическом профиле 2-ДВ (Магаданская обл.). Вибратор генерировал свип-сигнал в диапазоне частот от 6 Гц до 12 Гц. Длительность вибросейсмического сеанса составляла около одного часа.

Для сжатия коррелограмм использовались вейвлеты с наибольшим числом коэффициентов (лучшей гладкостью). Вейвлет *Kld* уже при 10 коэффициентах дает лучшие результаты, чем вейвлеты с 20 и 30 коэффициентами из классов Daubechies, Coiflet, Symlet. В интервалах прослеживания целевых волн, которые имеют относительно высокую интенсивность, информация передается практически без искажений и при значительных коэффициентах сжатия. Для записей с высоким соотношением сигнал/шум при использовании специализированного вейвлета *Kld* можно сжимать коррелограммы в десятки раз, не искажая при этом характеристики доминирующих по интенсивности волн, например, в первых вступлениях (рис. 3).

Однозначное вейвлет-разложение содержит на каждом уровне детализации объем данных вдвое меньший, чем на предыдущем уровне. Суммарный объем коэффициентов вейвлет-разложения (сглаженный плюс детализирующие уровни) всегда равен исходному объему обрабатываемых данных. Такое разложение используется для фильтрации и сжатия сейсмических записей, дает наглядное представление о том, какая информация будет исключена в первую очередь при вейвлет-сжатии данных, что позволяет визуально оценить и подобрать оптимальный уровень сжатия с сохранением значимой информации, а так же выбрать наилучший вейвлет.

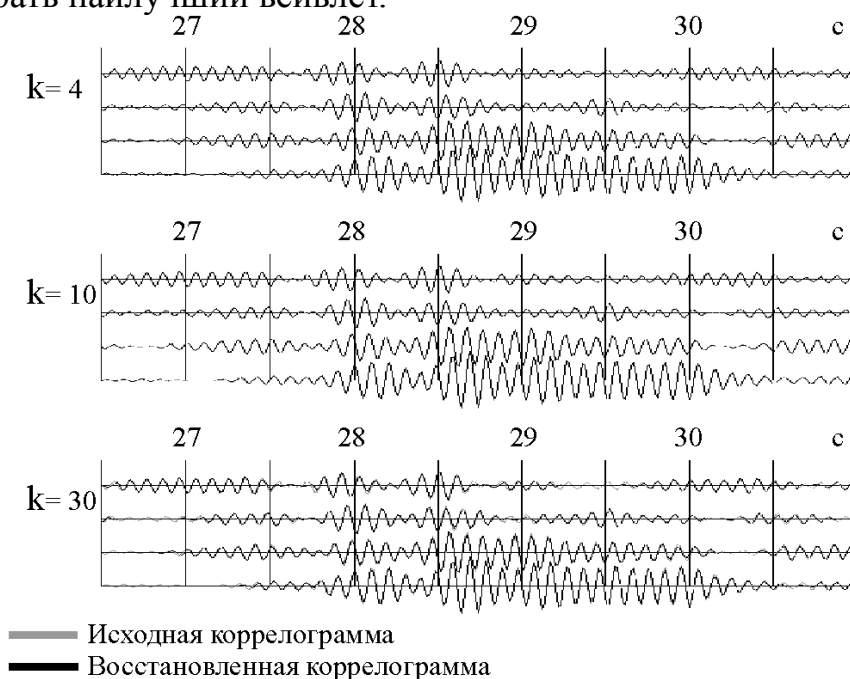


Рис. 3. Наложение исходной и восстановленной коррелограмм для разных коэффициентов сжатия. Вейвлет-сжатие с использованием вейвлета *Kld* (10)

Избыточные вейвлет-спектрограммы на каждом уровне детализации содержат одно и то же число отсчетов, равное числу отсчетов в исходных данных, предоставляют возможность точнее локализовать особенности данных, например, время вступления целевых волн (рис. 4). При рассмотрении вейвлет-спектрограмм сейсмических сигналов, использование специальных «сейсмических» дискретных вейвлетов дает более четкую картину, чем использование известных вейвлетов из классов Daubechies, Coiflet, Symlet.

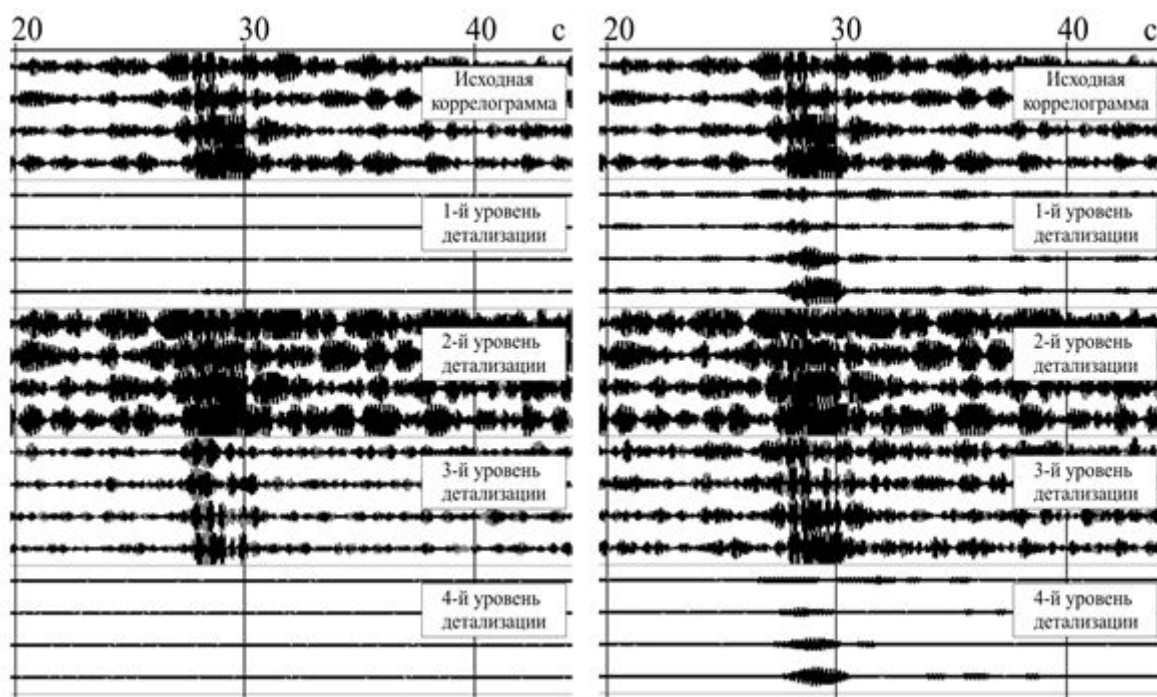


Рис.4 – Вейвлет спектрограммы коррелограммы, с использованием специализированного вейвлета Kld (слева) и вейвлета из класса Coiflet (справа)

Выводы

Вейвлет-преобразование расширяет возможности обработки и интерпретации волновых полей. Эффективность вейвлет-преобразования при обработке сейсмических данных существенно зависит от выбора порождающего (материнского) вейвлета.

Применение специальных дискретных вейвлетов, построенных на основе сейсмических импульсов, позволяет повысить качество обработки данных и открывает дополнительные возможности для детального анализа сейсмических материалов. Последовательное применение нескольких итераций вейвлет-преобразований позволяет получить однозначное либо «избыточное» вейвлет-разложение (вейвлет-спектрограмму) сигнала. Вейвлет-спектрограмма обеспечивает достаточно точную локализацию особенностей сигнала в вейвлет-частотной и временной области, и, в отличие от Фурье-спектрограмм, позволяют уверенно выявлять локальные особенности функций, обеспечивая их привязку по координатам n -мерного пространства.

Реализованный аппарат дискретного вейвлет-преобразования и основанный на нем кратно-разрешающий анализ обеспечивают возможность сжатия (до 10 раз) сейсмической информации с сохранением динамических

характеристик волн. При сравнении вейвлетов из разных классов, построенный вейвлет Kldyже при 10 коэффициентах дает лучшие результаты, чем известные вейвлеты с 20 и 30 коэффициентами из классов Daubechies, Coiflet, Symlet.

© К.А. Дунаева, О.М. Сагайдачная, 2007

УДК 550.834+552.143

В.Г. Лужецкий

ИВМ и МГ СО РАН, Новосибирск

СЕЙСМИЧЕСКИЕ РАЗРЕЗЫ, ЛЕДНИКОВЫЕ И МЕЖЛЕДНИКОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ, ОСАДКОНАКОПЛЕНИЕ НА ПОСОЛЬСКОЙ БАНКЕОЗЕРА БАЙКАЛ

Проблема изменения природной среды и климата является одной из актуальных проблем настоящего времени. Директор Института геохимии СО РАН академик М.И.Кузьмин в своей книге «Во льдах Байкала» писал: «Зная прошлое можно познать и предсказать будущее, а чтобы узнать прошлые природные обстановки, необходимо расшифровать геологические записи, заключенные в различных геологических разрезах и выяснить причины изменений, связанными с глубинными, поверхностными или космическими явлениями».

Изучением Байкала – этого уникального природного явления, занимались очень многие, но с 1988 года начался более интенсивный этап его исследований и это было во многом связано с приходом М.А.Грачева на пост директора ЛИИ СО РАН. Была подготовлена программа «Глубоководная экология, палеолимнология и геодинамика Байкала», которая предусматривала проведение широкого круга геологических и геофизических исследований по изучению истории озера и строению осадочного чехла. Геофизические исследования, проведенные российскими и американскими геофизиками в 1989 и 1992 годах, позволили оценить строение байкальской осадочной толщи до 4–5 км и даже до 8 км в центральной котловине.

ЛИИ СО РАН совместно с иностранными коллегами изучал верхний слой осадков с помощью грунтовых трубок. Для определения скоростей осадконакоплений в основном использовались радиоуглеродные датировки осадков. Однако наибольшее значение для определения возраста осадков имеют палеомагнитные методы, основанные на постоянной смене магнитных полюсов Земли. Магнитные материалы в осадках запоминают полярность намагничивания, а для определения границ смены полярности необходимы непрерывные длинные осадочные разрезы, получить которые можно только бурением.

За период с 1993 по 1999 годы было пробурено в зимнее время 5 скважин на Байкале с помощью бурового комплекса, разработанного ГНПП «Недра» (г. Ярославль), а главным инициатором этих работ был М.И.Кузьмин.

На рис. 1. изображены в мелком масштабе карты Байкала, на которых показаны расположения точек бурения первой бугульдейской (BDP-93) и последней – на Посольской банке (BDP-99). Здесь же находятся маршруты профилей высокого разрешения, полученные американскими геофизиками в 1991–1992 гг.

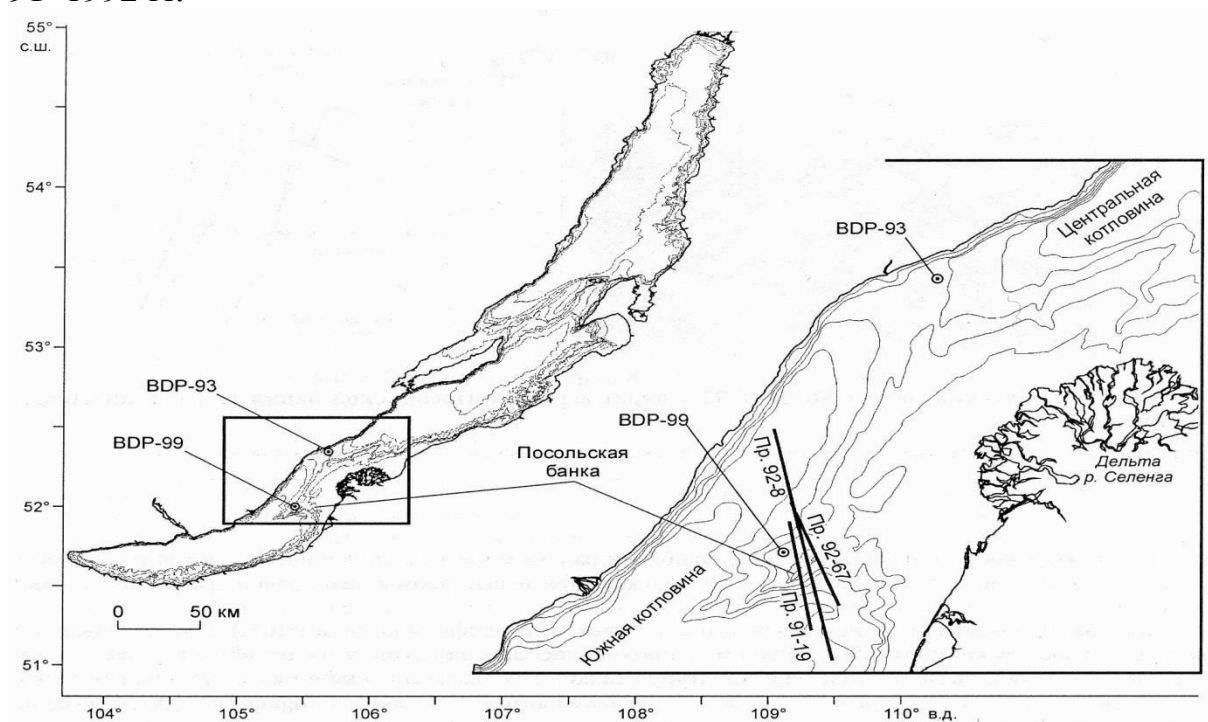


Рис. 1. Расположение точек бурения на первой бугульдейской (BDP-93) и последней Посольской банке (BDP-99)

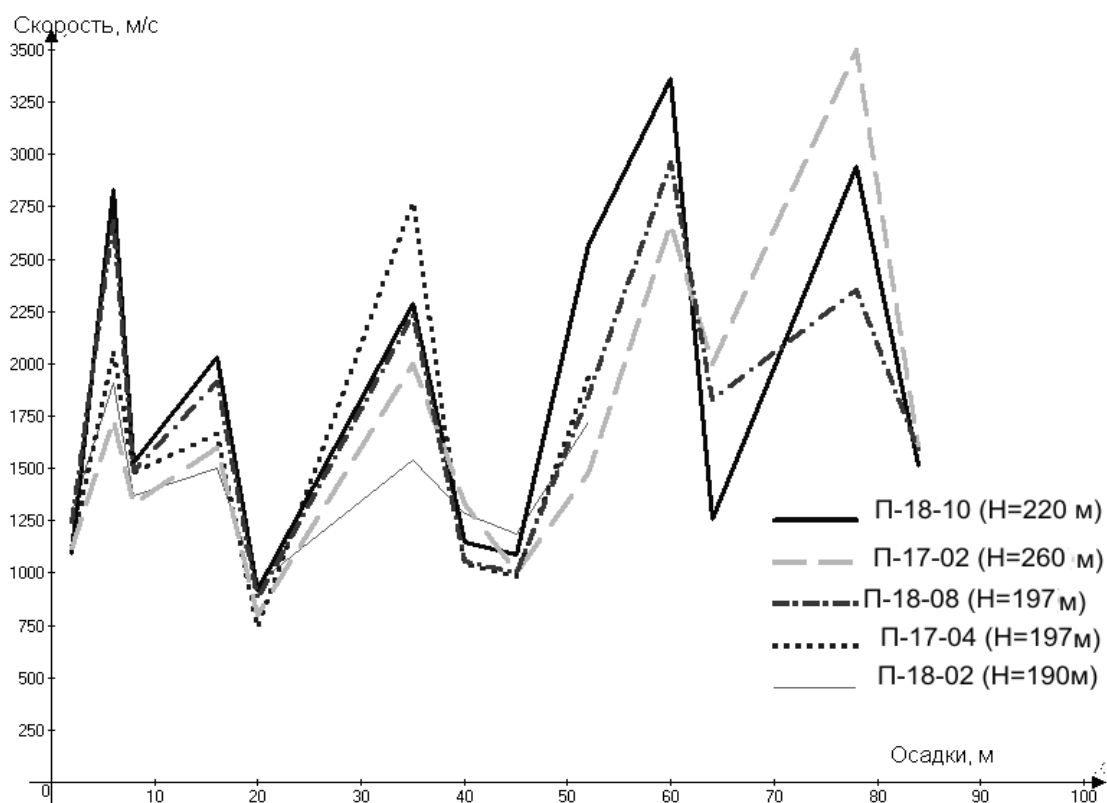


Рис. 2. Интервальные скорости звука в осадках для 5 профилей

На основе временных профилей, полученных в районе BDP-99 с помощью нашего сейсмоакустического комплекса высокого разрешения [1], и данных литологического разреза керна скважины были определены интервальные скоростные разрезы. На рис.2 изображены скоростные разрезы для 5 профилей, удаленных друг от друга не более 500 м, а на рис. 3 приведен график усредненных интервальных скоростей.

Средняя скорость звука на участках: 0–52 м равна 1550 м/с; (0–84) м – 1 745 м/с; (52–84) м – 2 300 м/с. Утверждение коллектива авторов [2] о том, что при мощности осадков до 250 м акустические скорости для скважины BDP-99 меняются от 1 535 до 1 570 м/с, ошибочно. По нашим данным эти скорости могут превышать 3000 м/с и уменьшаться до 750 м/с.

График (рис. 3) показывает не только изменения скоростей звука, но одновременно отражает последовательность МИС (морская изотопная стадия), начиная с голоцена (МИС 1) до МИС 13. Возрастание скоростей соответствует ледниковым горизонтам, а спад скоростей – межледниковым горизонтам. В [2] показано, что участку керна длиной 84 м соответствует МИС 13, однако это не подтверждается на графике. На участке 40–45 м должен находиться ледниковый горизонт, а на графике здесь наблюдается понижение скорости звука, т.е. произошло “исчезновение” МИС 8. Для объяснения этого явления, видимо, потребуется дискуссия с автором раздела, который для обоснования результатов за неимением своей использовал морскую изотопно-кислородную кривую скважины ODP-677.

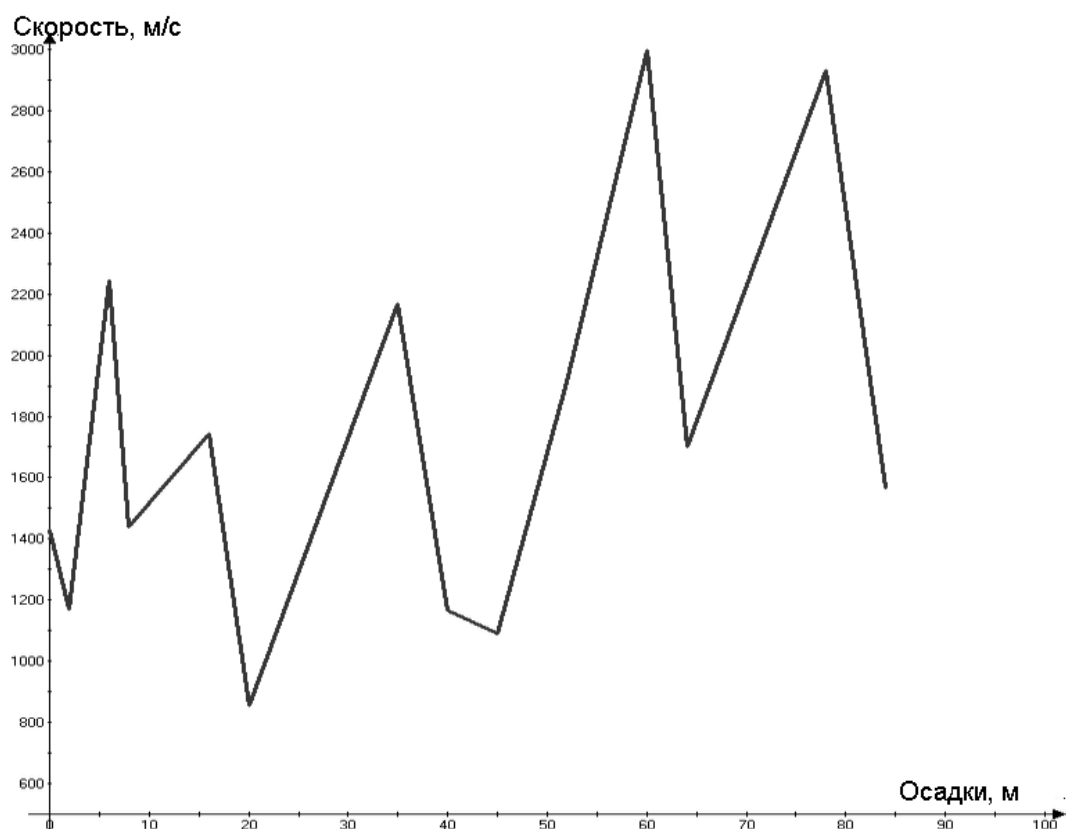


Рис. 3. Средняя скорость звука в осадках

Основным источником формирования осадков является река Селенга, которая имеет площадь водосбора более 450 000 км². На Посольской банке верхняя 126-метровая толща, сформированная за 780 тыс. лет, накапливалась со средней скоростью 162 мм/тыс. лет [2]. Скорость осадконакопления для керна длиной 84 м показана на рис. 4, где использованы две датировки МИС для Байкала. Одна датировка (кern) взята из [2], а вторая – [3] (трубка). В ледниковые периоды осадконакопление составило 270 мм/тыс. лет (кern) и 390 мм/тыс. лет (трубка), а в межледниковые соответственно – 103 и 110 мм/тыс. лет. Средние скорости осадконакопления равны 187 и 250 мм/тыс. лет (трубка). Некоторое увеличение скорости осадконакопления связано с уменьшением коэффициента гравитационного уплотнения в верхних слоях осадков.

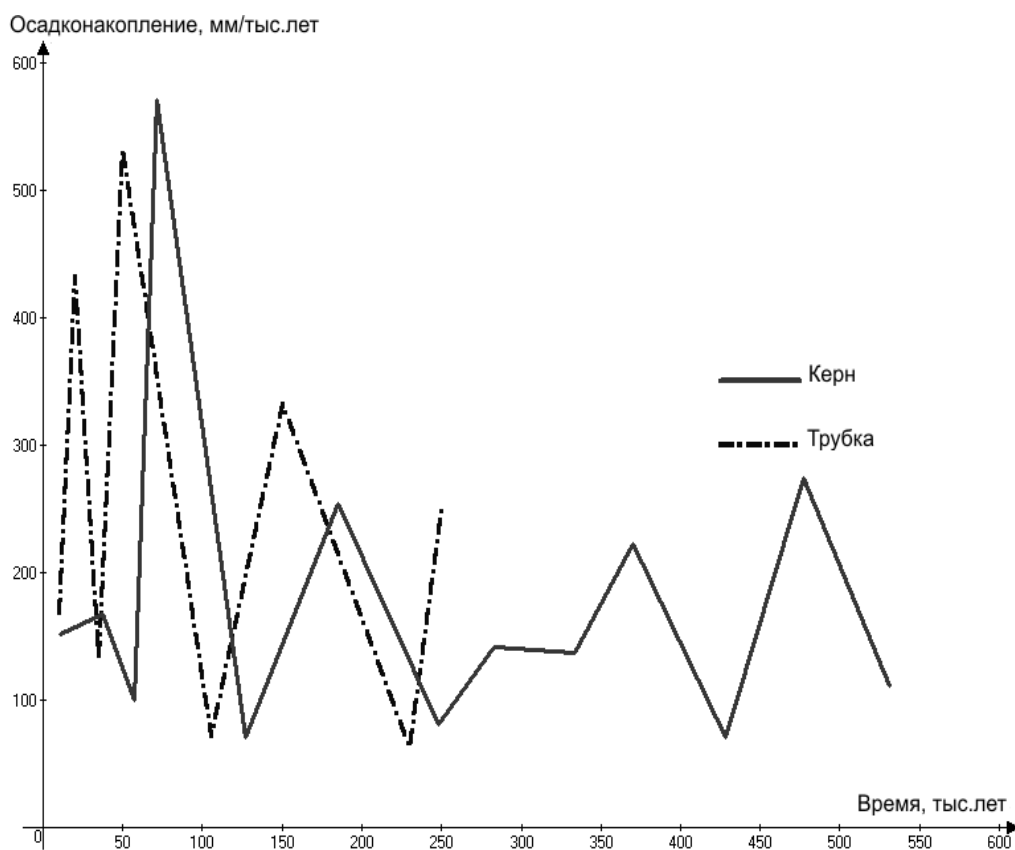


Рис. 4. Изменение скоростей осадконакоплений от времени

Выводы

Скорости звука в осадках до глубин 84 м изменяются в широком диапазоне от 750 до 3 000 м/с и выше.

Скоростной разрез дает наглядную картину расположения ледниковых и межледниковых горизонтов, начиная с голоцена, и может являться дополнительным инструментом при оценке чередования МИС.

Определение скоростей осадконакопления оказалось затруднительным из-за противоречивости датировок МИС на Байкале.

Скважина BDP-99 является идеальным полигоном-эталонном для проверки технических параметров любых типов географографов высокого разрешения и может рассматриваться как метрологическое средство.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Лужецкий, В.Г. Сейсмоакустический комплекс высокого разрешения / В.Г. Лужецкий // Сб. матер. междунар. науч. конгр. «ГЕО-Сибирь-2006». – Новосибирск: СГГА, 2006. – Т. 5. – С. 166-170.
2. Коллектив участников проекта «Байкал-бурение». Высокора разрешающая осадочная запись по керну глубоководного бурения на Посольской банке в озере Байкал (BDP-99) // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45, № 2. – С. 163-193.
3. Watanabe T., Naraoka H., Nishimura M. et al. Glacial-interglacial changes in organic carbon, nitrogen and sulfur accumulation in Lake Baikal sediment over the past 250 kyr // Geochemical Journal, 2003, Vol. 37, p. 493-502.

ПРОГНОЗ ЗАЛЕЖЕЙ УВ ПО ХАРАКТЕРИСТИКАМ МИКРОСЕЙСМ ПРИ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ МОГТ

Известно, что нефтегазовые залежи, будучи неустойчивыми термодинамическими системами, являются источниками повышенного уровня геодинамических шумов [1,2,6,7]. Первые упоминания о том, что это явление можно использовать в качестве поисково-разведочного критерия, приводятся в работе М.А.Садовского и А.В.Николаева [8].

Методы исследований, основанные на регистрации спонтанных сейсмических излучений от внутренних источников среды и построении по ним этих источников, получили название эмиссионной томографии. В последние годы эти исследования начали интенсивно развиваться и за рубежом [9].

Нами в качестве попутного метода прямого прогнозирования залежей УВ при сейсморазведочных работах МОГТ (2D и 3D), был предложен способ анализа геодинамических шумов по участкам сейсмограмм свободных от записи полезных волн, т.е. без проведения специальных наблюдений [3].

Суть предложенного способа заключается в том, что для анализа микросейсм, выделения в них локальных участков аномально повышенной интенсивности, которые могут быть связаны с эндогенным излучением глубинных источников (геодинамические шумы), используются участки сейсмограмм, свободные от записи регулярных волн (до вступления первых волн) (рис.1).

По этим записям вначале формируют монтажи, составленные из совокупности записей трасс равных удалений от пункта взрыва $t(x, l = \text{const})$, затем сводных трасс, составленных из сейсмограмм многократных перекрытий, объединенных единым

пунктом приема. По полученным монтажам определяются энергетические и частотные характеристики записей, которые сопоставляются с временными разрезами (рис. 3,4). Технология анализа микросейсм по сейсмограммам МОГТ реализована в виде самостоятельного программного комплекса SAM, работающего в среде программирования C++Builder под операционными системами семейства Windows. Входными данными служат первичные материалы – сейсмограммы, полученные при работах МОБ – ОГТ. Формат данных SEG-Y. Необходимым является наличие в заголовках трасс данных о

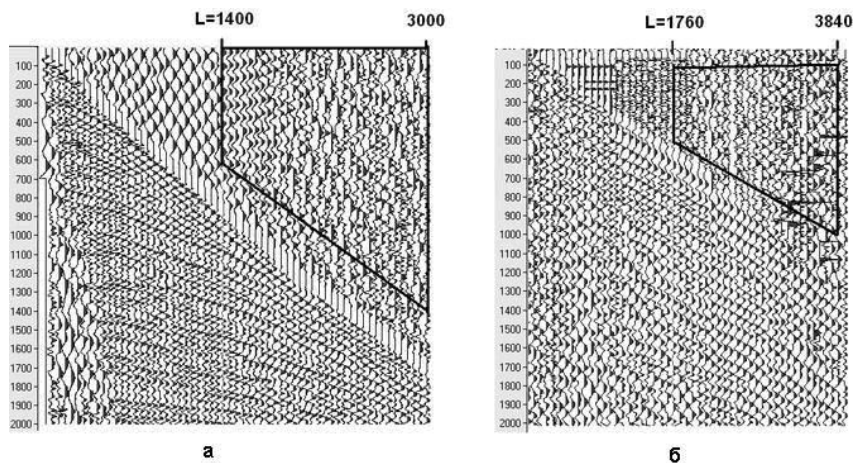


Рис. 1. Схема выбора окна анализа микросейсм

геометрии системы наблюдений – физические координаты группы приема и точки взрыва, удаление. Есть возможность использования данных в формате SDS.

Начальное и конечное удаление и время отсечения задаются на основе визуального контроля сейсмограмм, на промежуточных удалениях время отсечения определяется линейной интерполяцией из крайних точек. Времена отсечения записи во многом определяются региональными особенностями геологической среды. Так, в частности, для регионов Восточной Сибири и Русской платформы, характеризующихся высокоскоростным разрезом, время отсечения может быть в два раза меньше, чем указанные времена для Западной Сибири (рис. 1).

Исследование тонкой структуры микросейсмического шума невозможно без тщательного отбора данных. Для решения задачи отбраковки применяется процедура обхода трасс, среднеквадратичная амплитуда которых E превышает критическую, определяемую по гистограмме распределения E (рис. 2), рассчитанной для всех трасс на профиле наблюдения в выбранном окне анализа. После завершения отбраковки вычисляются амплитудные спектры для каждой трассы.

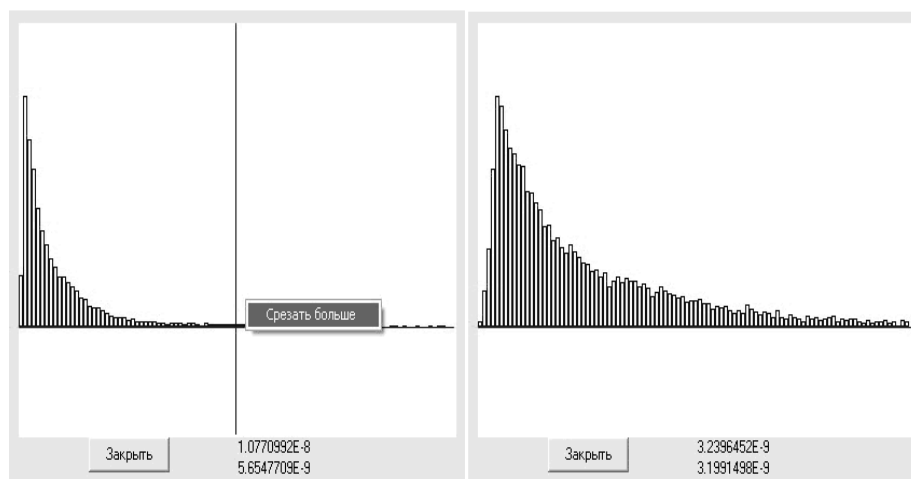


Рис. 2. Фильтрация по среднеквадратичным амплитудам

Далее следует привязка координат пунктов приема к номерам общих глубинным точек (ОГТ), так как и линия профиля на карте и результаты (временной разрез) представляются в координатах номеров (пикетов) ОГТ.

В результате таких расчетов получаем массив, в котором одной точке профиля соответствует несколько спектров, рассчитанных по записям на различных удалениях и при возможно различных по длине выборках, $S_0(k, l, n)$, здесь $k = P_B \dots P_E$ – номер ОГТ, P_B, P_E – первая и последняя точки профиля, l – номер удаления, n – номер частоты). На этом этапе можно просматривать и отрисовывать как монтажи самих трасс фиксированного удаления, так и монтажи спектров трасс фиксированного удаления, либо усреднять спектры суммированием по номерам

удалений: $S_1(k, n) = \frac{1}{L_k} \sum_l A_l S_0(k, l, n)$. Здесь L_k – число суммируемых удалений в точке k , A_l нормирующий коэффициент, учитывающий длину выборки.

Далее переходим от двумерной картины, с координатами точки профиля – частота, к одномерному распределению – спектру, осредненному в заданном диапазоне (например, от 0 до 30 Гц), в зависимости от номера точки ОГТ,

$$S(k) = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N S_1(k, n), \quad N - \text{количество суммируемых частот.}$$

При построении графиков средней суммы или сечения спектров по частоте применяется нелинейный фильтр, состоящий из медианной фильтрации и последующего осреднения скользящим средним.

В качестве базовой информации кроме спектров вычисляются графики энергии полного поля E , низкочастотной (обычно 0–15 Гц) составляющей E_{ϕ} и их соотношение E_{ϕ}/E . Все это монтируется в сопоставлении с временным разрезом (рис. 4, 5).

Кроме того, рассчитываются графики энергий в узких (5 Гц) частотных диапазонах (чтобы видеть какому диапазону принадлежит доминирующая роль при формировании аномалии).

В рамках НИР по Программе Минприродресурсы (Проект 7.2-03/06) проведено широкое тестовое опробование данной технологии на площадях открытых месторождений, характеризующихся различным стратиграфическим диапазоном и фазовым состоянием залежей УВ на юго-востоке ЗСП. Получены материалы по Казанскому, Северо-Останинскому Рыбальному, Налимьему, Сильгинскому, Столбовому, Аленкинскому, Толпаровскому и ряду других месторождений Томской области, по Ракитинскому, Восточно-Тарскому и Восточному месторождениям Новосибирской области. По ранее выполненным исследованиям имеются достаточно представительные данные по месторождениям Красноленинского НГР ХМАО и Пуровского НГР ЯНАО.[4]. Менее представительными пока остаются материалы по Восточной Сибири: одна площадь в Красноярском крае и несколько профилей на Верхнечонской площади в Иркутской области. Полученные материалы позволяют утверждать следующее.

1. Все известные месторождения отмечаются аномальными значениями поля микросейсм, что говорит о том, что такой анализ может быть очень полезным и рекомендуется для тотального применения по материалам всех региональных и поисковых работ МОГТ. На рис. 3 показаны спектральные характеристики поля микросейсм по одному из профилей Ракитинского месторождения, где видно, что на участке самой продуктивной здесь скважины 2 отмечается локальная наиболее интенсивная аномалия интенсивности микросейсм.

2. На основании вышеизложенного можно рекомендовать использование данного метода для дополнительных экспертных оценок и уточнения точек заложения, планируемых поисково-разведочных скважин: смещения точки в аномальную зону интенсивности микросейсм в пределах однородной структурно-литолого-фациальной обстановки, отказ от бурения в случае отсутствия аномалии.

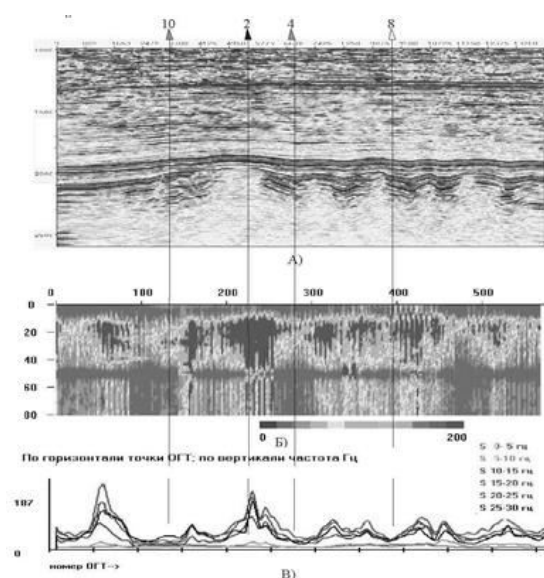


Рис. 3. Профиль 139114, Ракитинское месторождение, временной разрез и характеристики микросейсм

3. На площадях сложно построенных залежей отмечаются локальные участки повышенной интенсивности микросейсм, которые можно принимать за блоки возможной по-вышенной продуктивности, т.е. задавать априорную блоковую модель залежей [5] и планировать соответствующие детальные работы по их доразведке.

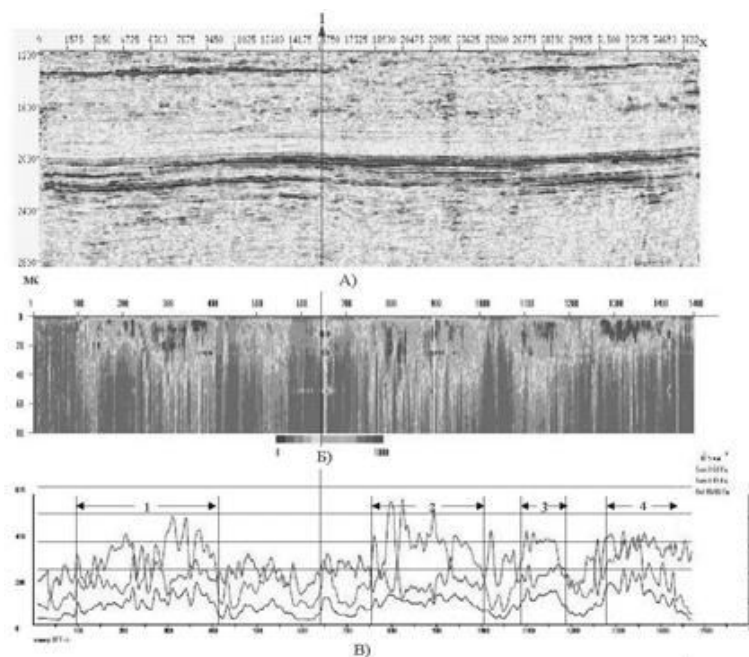


Рис. 4 Профиль 990405, Толпаровская площадь

На рис. 4 показан пример по одному из профилей Толпаровской площади, где скважина 1 дала непромышленный приток нефти из нижнеюрских отложений. Юго-восточнее и северо-западнее от нее отмечаются четкие аномалии интенсивности микросейсм, которые, на наш взгляд, следует рассматривать в качестве перспективных поисковых объектов для постановки детальных сейсморазведочных работ 3D.

Такой подход может сыграть большую роль при работах в Восточной Сибири, где все залежи УВ относятся к сложно построенным, в основном, неструктурным, и где любая независимая дополнительная информация представляет несомненный интерес.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Явление генерации инфразвуковых волн нефтегазовой залежью / С.Л. Арутюнов и др. // Научное открытие. – 1999. – № 109.
2. Ведерников Г.В. Опыты по регистрации геодинамических шумов от нефтегазовых залежей / Г.В. Ведерников и др. // Геофизика. Спец. выпуск «30 лет ОАО «Сибнефтегеофизика». – 2001. – С. 96-98.
3. Пат. РФ №2 263 932 С1 G 01 V/00 Российская Федерация. Способ сейсмической разведки / Ведерников Г.В. – Заявл. 30.07.2004.
4. Ведерников Г.В. Новые возможности изучения геодинамических шумов от нефтегазовых залежей / Г.В. Ведерников // Геофизика. – 2006. – № 5. – С. 9-12.
5. Ведерников Г.В. Уточнение блоковых моделей залежей углеводородов по характеристикам микросейсм / Г.В. Ведерников, Е.А. Хогоев // Сб. матер. 10 научно-практ. конф. – Тюмень: Тюм. О ЕАГО. – 2006. – С. 17-22.
6. Анализ геоакустического излучения нефтегазовой залежи при использовании технологии АНЧАР / Б.М. Графов и др. // Геофизика. – 1998. – № 5. – С. 24-28.
7. О возможности поиска газовых месторождений по спектральным отношениям амплитуд микросейсмического шума / И.Л. Нерсесов // ДАН СССР. – 1990. – Т. 312., № 5. – С. 1084-1086.
8. Садовский М.А. Новые методы сейсмической разведки. Перспективы развития / М.А. Садовский, А.В. Николаев // Вестн. АН СССР. – 1982. – № 1. – С. 82-84.
9. Holzner R., Eschle P., Lambert M., Graf R., Dangel S., Meier P. 2005. Applying microtremor analysis to identify hydrocarbon reservoirs. First Break. Vol. 23.

© Г.В. Ведерников, Е.А. Хогоев, 2007

УДК 551.24+553.98(571.5)

А.Э. Конторович, С.Ю. Беляев, А.А. Конторович, В.С. Старосельцев, М.М. Мандельбаум, А.В. Мигурский, С.А. Моисеев, А.Ф. Сафронов, В.С. Ситников, Ю.Г. Еремин, О.В. Быкова
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Институт проблем нефти и газа СО РАН, ФГУП «СНИИГГиМС», ЗАО «Красноярскгеофизика, ГФУГП «Иркутскгеофизика», Госкомитет по геологии и недропользованию Республики Саха (Якутия); Новосибирск, Якутск, Иркутск, Красноярск

НОВЫЕ СТРУКТУРНЫЕ И ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ПОСТРОЕНИЯ ПО РИФЕЙСКО-ВЕНДСКОМУ НЕФТЕГАЗОНОСНОМУ КОМПЛЕКСУ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

В настоящее время в Восточной Сибири начато строительство нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан». Выбранная трасса нефтепровода проходит по территории Сибирской платформы, вблизи целого ряда открытых крупных и средних месторождений. Разведанных на сегодня запасов нефти недостаточно для заполнения нефтепровода на полную мощность.

Правительство РФ считает, что в этом регионе должны быть в сравнительно короткие сроки существенно увеличены разведанные запасы нефти и газа. Строительство нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» не только создает необходимость и условия скорейшего ввода в разработку таких месторождений, как Верхнечонское, Талаканское, Среднеботуобинское, Ярактинское, Дулисьминское и др., но и резко повышает необходимость геологического изучения областей вблизи этой трассы.

В связи с этим, создание набора структурно-тектонических карт масштаба 1:1 000 000 и геологических разрезов нефтегазоперспективных комплексов венда и рифея (представляющих нижний структурный ярус осадочного чехла), отвечающих современному уровню изученности Сибирской платформы, с применением передовых компьютерных технологий, несомненно, является важной и актуальной задачей. Документов подобного рода не создавалось уже очень давно, подобные работы проводились только в 60–80-х годах XX века. Кроме того, структурные карты обычно строились для одного-двух горизонтов в чехле. Они назывались «Дежурные структурные карты». Естественно, что подобные работы, при значительно возросшем количестве фактического материала и возросших технических возможностях, нужно возобновлять. Набор уровней для структурных построений достаточно детально характеризует архитектуру рифейско-вендского комплекса осадочного чехла Сибирской платформы.

Созданы следующие графические документы: карта изученности Сибирской платформы; геологические разрезы вдоль сейсмических профилей «Батолит», «Алтай – Северная Земля», геологический разрез по корреляционному профилю, расположенному вдоль Приленско-Непского сейсмического профиля и разрез по профилю скважин Южно-Пясинская-Ледянская-Чириндинская; структурная карта по эрозионной поверхности рифея, а в зонах его отсутствия – поверхности кристаллического фундамента (сейсмический горизонт R_0) в масштабе 1:1 000 000; структурная карта по кровле непской свиты и ее стратиграфических аналогов в масштабе 1:1 000 000; структурная карта по кровле непской свиты и ее стратиграфических аналогов в масштабе 1:1 000 000; структурная карта по кровле вендских отложений (кровле тэтэрской свиты и ее аналогов) в масштабе 1:1 000 000; карта распространения горизонтов-коллекторов в отложениях непской свиты и ее стратиграфических аналогов; карта распространения горизонтов-коллекторов в отложениях непской свиты и ее стратиграфических аналогов.

Структурные карты были составлены специалистами ИНГГ СО РАН совместно с ФГУП СНИИГГиМС, ЗАО «Красноярскгеофизика», ОАО «Таймыргеофизика» и ОАО «Енисейгеофизика», ОАО «Иркутскгеофизика», Институтом проблем нефти и газа СО РАН.

При построении структурных карт использованы материалы расчленения и корреляции более 1 500 глубоких скважин, которые были увязаны с сейсмическими данными, полученными красноярскими, якутскими и иркутскими геофизиками. При этом, кроме данных МОГТ, выполненных в последние годы по лучшим на сегодняшний день методикам полевых и

камеральных работ, использовались результаты сейсмических исследований предыдущих лет. Сведение карт, построенных по разным структурно-фациальным зонам, различного масштаба и детальности, зачастую со сложной дизъюнктивной тектоникой в единый геологический документ осуществлено с помощью новейших методических и программных разработок.

Из области структурных построений исключены зоны мезозойско-кайнозойских депрессий (Енисей-Хатангская и Лено-Вилуйская), так как верхнедокембрийские отложения залегают здесь очень глубоко и структурные построения по выбранным срезам были бы недостаточно достоверны.

Структурная карта по кровле вендских отложений послужила основой для построения тектонической карты венд-нижнепалеозойского структурного яруса. Выбор именно этого уровня для тектонических построений объясняется тем, что современная структура этих толщ на Сибирской платформе в целом полнее всего отражается в структурном плане кровли тэтэрской свиты, близкой к поверхности вендского комплекса. Эта поверхность из нижних горизонтов чехла наиболее детально изучена, именно по этой поверхности традиционно строились тектонические карты на территорию Сибирской платформы.

В рельефе кровли вендского комплекса свиты выделены пликативные тектонические элементы от надпорядковых до II порядка, положительные, отрицательные и промежуточные; замкнутые, полузамкнутые и незамкнутые.

Характерной чертой тектоники нижнего структурного яруса Сибирской платформы является широкое развитие дизъюнктивных нарушений разного размера, амплитуды и кинематического типа. Разломы выделялись по результатам бурения, сейсмическим данным и на основании анализа современного структурного плана (зоны больших градиентов рельефа, зоны резкого изгиба изолиний).

На территории Сибирской платформы в рифейско-вендском комплексе выделено десять надпорядковых структурных элементов: четыре положительных (Непско-Ботуобинская, Байкитская, Анабарская и Алданская антеклизы), четыре отрицательных (Курейская, Присяяно-Енисейская синеклизы, Вилуйская гемисинеклиза и Предпатомский региональный прогиб) и две промежуточные – Ангара-Ленская ступень и Мархино-Чуньская мегамоноклиналь.

Непско-Ботуобинская антеклиза имеет площадь около 235 тыс. км², расположена в юго-восточной части Сибирской платформы, вытянута в северо-восточном направлении от верховьев р. Нижняя Тунгуска до р. Вилуй.

Антеклиза оконтурена большей частью по изогипсе минус 2 000 м, хотя в целом её граница имеет пликативно-дизъюнктивный характер. Наиболее нарушена граница структуры на востоке, где наблюдается сложная система грабенов и горстов с высокими (до нескольких километров) амплитудами смещения. Эта система разделяет Непско-Ботуобинскую антеклизу и Ыгыаттинскую впадину. Южнее зона разломов отделяет антеклизу от Нюйско-Джербинской впадины Предпатомского регионального прогиба. На юго-востоке антеклиза граничит непосредственно с Предпатомским региональным прогибом по крупным разломам северо-восточного простирания. На юго-западе

надпорядковая структура переходит в Ангаро-Ленскую ступень, а севернее отделяется от Байкитской антеклизы Катангской седловиной. На северо-западе Непско-Ботуобинская антеклиза отделена от Курейской синеклизы Мархино-Чуньской мегамоноклиналью. Непско-Ботуобинская антеклиза осложнена двумя положительными структурами I порядка (Непский свод и Мирнинский выступ), тремя положительными структурами II порядка (Умоткинский и Алтыбский структурные мысы и Усть-Кутское куполовидное поднятие).

Байкитская антеклиза расположена на юго-западной окраине Сибирской платформы и имеет в целом округлую форму, лишь на юге она пережата. Структура оконтурена, в основном, на абсолютной глубине 2 500 м, лишь с Катангской седловиной она граничит по изолинии минус 2 200 м. Западная граница антеклизы сильно дислоцирована. При площади около 124 тыс. км², Байкитская антеклиза имеет амплитуду более 3 500 м. В ее юго-восточной части, на территории Чадобецкого куполовидного поднятия, вендские и более молодые отложения вообще отсутствуют. Центральная часть Байкитской антеклизы осложняет структура I порядка – Камовский свод, оконтуренный по изолинии минус 2 000 м. Он занимает площадь около 49 000 км². Камовский свод осложнен большим количеством локальных поднятий, а в южной части двумя положительными структурами II порядка – Чадобецким и Ильбокичским куполовидными поднятиями.

Анабарская антеклиза имеет общую площадь более 530 тыс. км². Форма антеклизы неправильная, она чуть вытянута в северо-западном направлении, своей западной узкой частью вклинивается на территорию Курейской синеклизы. Антеклиза граничит с Курейской синеклизой на глубине 3 400 м, с Мархино-Чуньской мегамоноклиналью на глубине 2 100 м и по высокоградиентной разломной зоне. На юге антеклиза граничит с Непско-Ботуобинской антеклизой, Сюгджерской мезоседловиной и Вилюйской гемисинеклизой. На севере и востоке Анабарская антеклиза ограничена Енисей-Хатангской и Лено-Вилюйской мезозойско-кайнозойскими депрессиями. Надпорядковая структура имеет амплитуду более 6 000 м. В ее центральной части, на Анабарском мегасводе (положительная структура нулевого порядка), кристаллический фундамент Сибирской платформы выходит на поверхность. Антеклиза осложнена структурами I (Путоранский выступ, Оленекский свод, Суханская впадина и Тюкянская полувпадина) и более высоких порядков.

Алданская антеклиза (незначительная ее часть) располагается на юго-востоке территории исследования. Граница антеклизы с Березовской впадиной Предпатомского регионального прогиба сложная: на севере – по изолинии минус 5 500 м, в центральной части – по изолинии минус 2 200 м, а другие участки границы проведены по высокоградиентным зонам в рельефе кровли тэтэрской свиты. Антеклиза осложнена двумя положительными структурами II порядка.

Курейская синеклиза имеет общую площадь около 660 тыс. км², амплитуда превышает 9 000 м. На севере и северо-востоке структура граничит с Анабарской антеклизой по изогипсе минус 3 400 м, на востоке и юго-востоке с Мархино-Чуньской мегамоноклиналью по изолинии минус 3 000 м, на юго-

западе с Байкитской антеклизой на глубине минус 2 500 м. На всем протяжении Курейскую синеклизу (как и всю Сибирскую платформу) с запада ограничивает Енисейский складчатый пояс байкальского возраста. На поверхности он обнажен южнее, в пределах Енисейского кряжа и на северо-западном участке границы, в Игарско-Туруханском выступе. В целом, форма синеклизы правильная, округлая, несколько вытянута в северо-западном направлении, со сложными очертаниями. Вся центральную часть синеклизы занимает отрицательная структура нулевого порядка – Туринская мегавпадина, в пределах которой выделяется две отрицательные структуры I порядка (Верхнекочечумская и Вивинская впадины), одна отрицательная и три положительные структуры II порядка. Кроме этого, синеклиза осложнена четырьмя структурами I порядка (Ламско-Хантайский мегапрогиб, Нижнечунканский и Бахтино-Кондроминский выступы, Турухано-Норильский мегавал) и многими положительными и отрицательными тектоническими элементами более высокого порядка.

Присяно-Енисейская синеклиза расположена в юго-западной части Сибирской платформы; она несколько вытянута в северо-восточном направлении, замкнута по изогипсе минус 2 500 м. Синеклиза охватывает площадь около 175 тыс. км², её амплитуда составляет 4 000 м. В широтном направлении синеклизы имеет симметричное строение, за исключением западной части, где её граница проходит вблизи складчато-покровных сооружений Восточного Саяна и образования венда этой части синеклизы значительно дислоцированы. На территории синеклизы выделены одна положительная и три отрицательные структуры I порядка: Богучано-Манзинский выступ, Долгомостовская, Мурско-Чуньская и Катская впадины. Территория синеклизы осложнена большим количеством более мелких структур.

На территорию, охваченную структурными построениями, попадает только небольшая западная часть отрицательной надпорядковой полузамкнутой структуры – Вилуйской гемиянтеклизы, не осложненная мелкими тектоническими элементами.

Предпатомский региональный прогиб располагается у юго-восточной границы Сибирской платформы с Байкало-Патомской покровно-складчатой областью. Большая южная часть Предпатомского регионального прогиба на западе граничит с Непско-Ботуобинской антеклизой (на глубине 1 300 на севере и на глубине около 200 м на юге), севернее – с Ыгыаттинской впадиной (по мощной системе разрывов) и Вилуйской гемисинеклизой (по изолинии минус 3 800 м). На востоке в южной части он граничит с Байкало-Патомским покровно-складчатым сооружением, а севернее – с Алданской антеклизой. В региональном прогибе выделены одна положительная и три отрицательные структуры I порядка: Сунтарский свод, Нюйско-Джербинская, Кемпендяйская и Березовская впадины. Структуры осложнены многочисленными мелкими тектоническими элементами.

Ангаро-Ленская ступень располагается к западу от Непско-Ботуобинской антеклизы, с которой граничит по изолинии минус 2 000 м. Её амплитуда

превышает 1 000 м, она охватывает площадь около 225 тыс. км². На территории ступени выделена всего одна структура I порядка – Братский выступ.

Территория южнее Ангара-Ленской ступени впервые выделена в качестве самостоятельного структурного элемента – Ангара-Ленской моноклинали. На территории ступени рельеф кровли венда пологий, а южнее его градиент резко возрастает. Структуры граничат на глубине 1 000 м.

Мархино-Чуньская мегамоноклираль окружает Курейскую синеклизу с юга, юго-востока и востока, их граница проведена по изолинии минус 3 000 м. В центральной части мегамоноклираль осложнена тремя положительными структурами II порядка.

Описанные выше крупные тектонические элементы сочленяются либо непосредственно, либо через более мелкие самостоятельные структуры: Сюгджерская седловина, Ыгыаттинская впадина и др.

Таким образом, осуществлены структурные построения, учитывающие все имеющиеся на сегодняшний день геолого-геофизические данные по четырем уровням нижнего структурного яруса осадочного чехла Сибирской платформы. Внутренняя структура рифейско-вендского комплекса проиллюстрирована серией профилей, построенных вдоль новых сейсмических профилей. Составлена тектоническая карта по кровле вендских отложений, на которой выделены тектонические элементы разных порядков и знака, дизъюнктивные нарушения.

Выполненные построения могут быть основой для уточнения нефтегеологического районирования и регионального прогноза нефтегазоносности Сибирской платформы.

© А.Э. Конторович, С.Ю. Беляев, А.А. Конторович, В.С. Старосельцев, М.М. Мандельбаум,
А.В. Мигурский, С.А. Моисеев, А.Ф. Сафронов, В.С. Ситников, Ю.Г. Еремин, О.В. Быкова,
2007

УДК 552.578.1 (571.1)

Л.С. Борисова, А.Н. Фомин, Е.А. Фурсенко

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн характеризуется ярко выраженной зональностью в распределении разных по фазовому составу углеводородных флюидов. В пределах Западной Сибири четко выделяются зоны преимущественно нефте- и газонакопления [Геология нефти..., 1975; Нефтегазоносные комплексы..., 1988 и др.]. Зоны нефтенакопления тяготеют к Среднему Приобью, а на севере преобладают газовые и газоконденсатные месторождения.

В настоящее время всеми исследователями признается глубинная зональность нефтегазообразования – выделение в разрезе осадочных бассейнов зон преимущественного нефте- и газообразования [Вассоевич, 1978; Конторович, 1976 и др.]. Отчетливо обособляется верхняя зона газообразования

(этапы катагенеза – ПК-МК₁¹). Далее выделяется главная зона нефтеобразования (МК₁-МК₂), которая располагается над глубинной зоной газообразования (МК₂-АК₂). Кроме того, известно, что ОВ сапропелевой природы генерирует главным образом УВ нефтяного ряда, а гумусовое ОВ дает начало преимущественно газообразным УВ.

В соответствии с картами катагенеза органического вещества (ОВ) юрских отложений Западной Сибири [Фомин и др., 2001] выявляется четкая зональность преобразованности ОВ. В прибортовых частях мегабассейна встречается наименее преобразованное ОВ (градация ПК). В южных и центральных районах катагенез ОВ в верхнеюрских и нижнесреднеюрских отложениях отвечает стадиям МК₁ и МК₁² – МК₂, соответственно. Катагенез ОВ северных районов и арктических территорий Западной Сибири существенно выше. В верхнеюрских отложениях наряду с высоко преобразованным ОВ (до АК) встречается ОВ, находящееся на стадии катагенеза МК₁². ОВ из нижнесреднеюрских отложений на севере имеет очень высокую стадию преобразованности вплоть до АК₃, в то время как в северных районах Среднего Приобья ОВ находится еще на стадии катагенеза МК₂ – МК₁³. Известно [Геология нефти..., 1975], что в пределах северных районов Западной Сибири в мезозойских отложениях велика доля гумусового ОВ, накапливавшегося при жестких условиях диагенеза. В центральных и, частично, в южных районах Западной Сибири нефтематеринское преимущественно сапропелевое ОВ захоронялось в благоприятных для его сохранности обстановках диагенеза.

Рассматривая распределение залежей углеводородов (УВ) по зонам катагенеза в юрском комплексе Западно-Сибирского мегабассейна, следует отметить, что в юрских отложениях подавляющее большинство нефтяных и газоконденсатных залежей находится в толщах с уровнем зрелости градаций МК₁¹⁻² и единичные на градации МК₂. При этом газоконденсатные залежи приурочены к зонам с более высоким уровнем катагенеза, по сравнению с нефтяными. Газовые залежи в юрских отложениях локализуются главным образом в зоне перехода от градации ПК₃ к МК₁¹ (Березовский район). Что касается глубокозалегающих горизонтов нижней и средней юры на севере Западной Сибири, установлено, что начальный генерационный потенциал преимущественно гумусового ОВ в них был сравнительно невысоким, но, благодаря значительной мощности содержащих ОВ пород, находящихся в глубинной зоне газообразования, суммарная масса генерированных ими углеводородов, прежде всего углеводородных газов, по-видимому, была очень велика и резко преобладала над жидкими углеводородами. Очевидно, что в этих районах, вследствие высокого катагенеза (МК₂³-МК₃), ОВ реализовало практически полностью свой нафтидогенерирующий потенциал. Но это не означает, что вся нефть, которую они генерировали, разрушена. Частично нефтяные УВ могла мигрировать из глубокопогруженных горизонтов нижней и средней юры до вхождения их в глубинную зону газообразования и избежать деструкции. Об этом свидетельствуют как геологические данные, так и наличие нефтей в мезозойских отложениях, этого района, близких по УВ составу нижнесреднеюрским битумоидам. Таким образом, вся совокупность как

геологических (РТ - условия), так и геохимических факторов способствовала широкому распространению в мезозойских отложениях северных и арктических районов Западной Сибири газовых и газоконденсатных залежей.

В комплексе исследований по дифференциации углеводородных флюидов по фазовому состоянию, немаловажное значение в совокупности с характеристикой катагенетической преобразованности ОВ вмещающих отложений имеют физико-химические свойства нефтей и конденсатов и детально изученный состав их бензиновой фракции.

В ИГНГ СО РАН собрана информация (более 1 000 проб) по физико-химическим свойствам и составу легкокипящих фракций нефтей и конденсатов, позволяющая охарактеризовать большинство месторождений и залежей нефти Западной Сибири. Остановимся на закономерностях изменения некоторых физико-химических характеристик нефтей. В юрских и неокомских отложениях в центральных районах Западной Сибири, преимущественно на сводах, локализуются залежи нефтей самой высокой плотности (до 909 кг/м^3). Область распространения нефтей средней плотности полукольцом с севера, востока и юго-востока окаймляет область распространения тяжелых нефтей. В среднем к северу и востоку от области распространения нефтей средней и высокой плотности в отложениях юры и неокома локализуются залежи легких и очень легких нефтей (плотность менее 830 кг/м^3). УВ флюиды мезозойских отложений севера Западной Сибири существенно легкие, а по фазовому составу это либо легкая нефть, либо конденсат. Параллельно с увеличением глубины залегания нефтей (при переходе от меловых отложений к верхнеюрским, и далее к отложениям нижней и средней юры) закономерно уменьшается их плотность, что главным образом связано с более жесткими термобарическими условиями вмещающих отложений. Распределение изученных физико-химических параметров нефтей по площади западносибирского бассейна в значительной мере повторяют характер изменения плотности. Так, зона распространения нефтей с повышенной плотностью уверенно выделяется и по более высоким концентрациям серы, смол и асфальтенов, низким содержаниям легких фракций (н. к. до 200°C). Нефти в этой зоне имеют пониженные концентрации твердых парафинов. В северо-восточном направлении от центральных районов Западной Сибири вместе с уменьшением плотности в нефти постепенно падает содержание серы и увеличивается количество твердых парафинов, растет выход легких фракций.

Важной геохимической характеристикой УВ флюидов считается отношение пристана к фитану. С одной стороны этот показатель считается критерием генотипа нефти. Однако имеются мнения, что отношение пристана к фитану закономерно изменяется (увеличивается) с увеличением степени катагенетической преобразованности органического вещества [Соболев и др., 1986]. Кроме того, значительный (до 5–10 и более) рост этого параметра отмечается при фазово-ретроградных процессах [Гурко, Васильева, 1995; Соболев и др., 1986].

Анализ распределения на территории Западной Сибири отношения пристана к фитану (П/Ф) показал, что на западе и в центральной части

Западной Сибири, где локализуются главным образом тяжелые высокосернистые и высокосмолистые нефти, отношение П/Ф имеет значения $<2,00$, а в нефтях и конденсатах севера и северо-востока Западной Сибири – $>2,00$. Отдельные пробы, отобранные из наиболее глубокопогруженных отложений на севере и северо-востоке Западной Сибири, характеризуются аномально высокими значениями отношения П/Ф ($>5,00$). Следует отметить, что отношение П/Ф увеличивается также сверху вниз по разрезу при переходе от меловых отложений к юрским. Аномальные значения П/Ф характерны как для нефтей, так и для конденсатов, локализованных в зонах с наиболее высоким уровнем катагенеза ОВ. Четких различий по этому параметру между нефтями и конденсатами не наблюдается. Поэтому основным фактором, влияющим на отношение П/Ф следует считать катагенез.

Легкокипящие углеводороды считаются наиболее подвижной частью нефтей и конденсатов. Именно поэтому соотношения в их составе очень часто используются при диагностике фазового состояния углеводородных флюидов в залежи [Чахмахчев, 1983; Старобинец, 1974; Соболев и др., 1986 и др.]. В качестве параметров фазового состояния флюидов предлагаются соотношения между УВ одного молекулярного веса, но разной структуры (метилциклопентан/ циклогексан, метилциклопентан/ бензол, 3-метилпентан/ бензол, циклогексан/ метилциклопентан и др.), отношение суммы углеводородов C_{5-6} к сумме углеводородов C_{7-8} и др. Однако проведенный авторами анализ соотношений в составе легких фракций углеводородных флюидов Западной Сибири показал отсутствие четких критериев для диагностики их фазового состояния на региональном уровне. Вероятно, в этом случае выравнивание составов углеводородных флюидов происходит за счет разнонаправленного влияния разных факторов (фазово-ретроградные процессы, фильтрация и др.) при массопереносе УВ через мощные толщи пород. Независимо от генотипа, нефти и конденсаты довольно четко различаются лишь по содержанию в них легкой фракции.

Кроме того, в исследованной коллекции по групповому углеводородному составу выделяется несколько проб, в которых аномально высоки концентрации легких ароматических углеводородов (более 40 % на сумму УВ C_5-C_8). Месторождения, на которых отбирались эти пробы, локализуются главным образом на севере Западной Сибири. Пробы нефтей и конденсатов этой выборки характеризуются очень низким выходом бензиновой фракции (главным образом менее 10 % на нефть), относительно высокими плотностями (до 904 кг/см^3 для нефтей и 812 кг/см^3 для конденсатов) при относительно высоких температурах начала кипения флюида (от 78 до 182°C). Такие отличительные особенности состава нефтей и конденсатов могут свидетельствовать об их газоконденсатном генезисе, образовании за счет ретроградного испарения газовой смеси при снижении давления на пути миграции [Старобинец, 1974]. Аномально высокие концентрации легких аренов в нефтях и конденсатах можно объяснить их селективным накоплением в жидкой фазе. Состав проб с аномально низкими концентрациями или отсутствием легких аренов и, соответственно, аномально высокими

отношениями алканов к аренам, с пониженным отношением циклогексана к метилциклопентану может свидетельствовать о влиянии фильтрации на состав их низкомолекулярной части. Дополнительным свидетельством миграционной (фильтрационной) природы нефтей с низкими концентрациями легких аренов является также локализация их в неокомских наименее погруженных отложениях в западных и центральных районах Западной Сибири. Кроме того, пониженные концентрации легких аренов в составе нефтей и конденсатов могут быть обусловлены преимущественно аквагенным исходным типом нефтематеринского ОВ.

Выводы:

Выявленная связь между преобразованностью ОВ и нефтегазоносностью вмещающих толщ позволяет использовать данные о катагенезе ОВ для оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов. При этом уровень зрелости ОВ рассматривается только как показатель возможной нефтегазоносности при прочих равных условиях, благоприятных для формирования и сохранения залежей УВ. Вполне очевидно, что осадочные отложения могут находиться в главной зоне нефтеобразования, но не содержать промышленных скоплений нефти. Менее вероятно обратное соотношение – наличие нефтяных залежей в сильно преобразованных толщах, за исключением вторичных залежей.

Геологические условия, генетический тип исходного ОВ играли немаловажную роль в распределении на территории Западной Сибири зон преимущественно нефте- и газонакопления. Так в наиболее погруженных и прогретых отложениях на севере и северо-востоке из ОВ с существенной гумусовой составляющей формировались залежи УВ флюидов при активном влиянии фазово-ретроградных процессов. В этих районах локализовались главным образом залежи конденсатов и легких нефтей. В центральных и южных районах Западной Сибири, где источником нефтей было ОВ преимущественно сапропелевого генезиса, находившееся в менее жестких термобарических условиях, формировались в основном нефтяные залежи.

Никаких значимых различий в параметрах фазового состояния УВ флюидов по составу бензиновой фракции, за исключением ее суммарного содержания в нефти, на региональном уровне выявить не удалось. Однако аномально высокие концентрации легких аренов являются значимым критерием остаточного типа конденсатов или газоконденсатного генезиса нефтей. Повидимому, более четко различия в индивидуальном УВ составе легкокипящих УВ нефтей и конденсатов будут проявляться для локальных зон нефтегазонакопления, например для многопластовых месторождений, где максимально исключается влияние на состав УВ флюидов других факторов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Геохимия нефтей северных районов Среднего Приобья / Л.С. Борисова и др. // Геология и геофизика. – 2000. – № 11. – С. 1594-1607.

2. Вассоевич Н.Б. Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокракско-караганских слоев Терского передового прогиба) / Н.Б. Вассоевич // Труды ВНИГРИ. – 1958. – Вып. 128. – С. 9-220.
3. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 679 с.
4. Гурко Н.Н. Индивидуальный состав легких бензиновых фракций термодиффузионного разделения природного конденсата Уренгойской площади / Н.Н. Гурко, В.Ф. Васильева // Геология нефти и газа. – 1995. – № 2. – С. 35-37.
5. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности / А.Э. Конторович. – М.: Недра, 1976. – 250 с.
6. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна / М.Я. Рудкевич и др. – М.: Недра, 1988. – 304 с.
7. Соболев В.С. Геологическая информативность параметров индивидуального состава нефтей в связи с их геохимической классификацией / В.С. Соболев, Л.Ф. Степина, В.Ф. Васильева // Актуальные вопросы геохимии нефти и газа. Сб. науч. тр. – Л., ВНИГРИ, 1984. – С. 26-39.
8. Соболева Е.В. Генетические особенности и перспективы поисков нефтяных скоплений на Ямале / Е.В. Соболева, Л.В. Строганов // Геология нефти и газа. – 1993. – № 6. – С. 6-10.
9. Старобинец И.С. Геолого-геохимические особенности газоконденсатов / И.С. Старобинец. – Л.: Недра, 1974. – 152 с.
10. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна / А.Н. Фомин, А.Э. Конторович, В.О. Красавчиков // Геология и геофизика. – 2001. – № 11. – Т.42. – С. 1875-1887.
11. Чахмахчев В.А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем / В.А. Чахмахчев. – М.: Недра, 1983. – 231 с.

© Л.С. Борисова, А.Н. Фомин, Е.А. Фурсенко, 2007

УДК 550.81

О.Н. Злобина

ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКОГО МЕТОДА В РЕШЕНИИ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Автором предлагается новый методический подход в создании детальных палеогеоморфологических схем исследуемого региона на определённые временные уровни. На основе полученных схем могут быть построены структурные карты современного положения палеоповерхностей с характеристиками геоморфологии и данными по разведанным месторождениям нефти и газа. Результаты исследований позволят выявить новые перспективные участки на территории уже разрабатываемых месторождений и оптимизировать дальнейшие поиски и разведку. Методика была разработана для создания модели непрерывного и поступательного геологического развития в юрском периоде Приуральской части Западной Сибири. Результаты исследований представлены на Научной сессии «Палеонтология, биостратиграфия и палеобиогеография бореального мезозоя», проходившей в Новосибирске в 2006 г., в докладе «Опыт реконструкции ландшафтов юры Приуральской части

Западной Сибири» и Уральском литологическом совещании 2006 года в Екатеринбурге, в докладе «Влияние гидротермальных процессов на формирование нижнеюрского рельефа в зонах триасового рифтогенеза Приуральской части Западно-Сибирской плиты». Успешная апробация методики позволяет считать возможным универсальность её применения. Основу исследований составляет комплекс геоморфологических, геолого-геофизических и структурных методов с применением современных геоинформационных технологий. Особое место занимают геоморфологические методы.

Историко-морфологический или палеогеоморфологический метод лежит в основе выявления генетических рядов, т. е. рядов форм, родственно связанных друг с другом и представляющих последовательные стадии развития. Сравнительно-морфологический метод предназначен для определения изучаемых форм рельефа на основе их сравнения с аналогичными, исследованными в других районах. Морфографический и морфометрический методы заключаются в объективной характеристике рельефа земной поверхности с количественной оценкой. Морфоструктурный метод анализирует взаимоотношения рельефа и геологического строения. Метод анализа геоморфологических уровней основан на том, что каждому экзогенному процессу (или группе процессов) соответствует свой геоморфологический уровень. Основными из них являются: уровень океана, на котором формируется абразионно-аккумулятивная платформа, уровень эрозионного пенеplена, уровень снеговой границы, уровень вершинной поверхности гор.

В отечественной геологии морфометрический метод стали применять для поисков нефтегазоносных тектонических структур в шестидесятых годах прошлого столетия. Теоретические основы метода были разработаны В.П.Философовым и состояли в следующем: если исключить формы рельефа, созданные под влиянием экзогенных факторов морфогенеза, то можно реконструировать исходную поверхность, деформации которой объясняются тектоническими движениями. Анализируя по топографическим картам рисунок речной сети, асимметрию долин, водоразделов и бассейнов, составляя специальные карты разновозрастных базисных поверхностей, используя также и другие морфометрические материалы (карты остаточных высот, вершинных поверхностей и эрозионного размыва), можно выделить структуры, перспективные для поисков нефти и газа. При этом возраст базовых поверхностей определялся по порядкам речных долин (долины более высокого порядка древнее долин низких порядков). Исследователи А.С. Корженевская в 1941 г. и В.А. Котлуков в 1956 г. одни из первых применили палеогеоморфологический метод для реконструкции особенностей погребенных поверхностей угленосных отложений Русской платформы. При этом в разрезах и каротажных диаграммах выше изучаемой поверхности выбирался опорный стратиграфический горизонт. От его кровли (или подошвы) вниз по вертикали по линии профиля или разреза откладывались расстояния до реконструируемой поверхности, которая получалась путём соединения нижних концов перпендикуляров.

До настоящего времени при реконструкции палеоландшафтов на территории Западной Сибири геоморфологические методы использовались достаточно редко. Палеогеоморфологические карты строились для одного, реже нескольких стратиграфических уровней, как правило, связанных с нефтегазоносностью отложений. Карты отдельных участков сопоставлялись между собой для построения обобщённых схем нефтегазоносных районов и, в целом, для Западной Сибири. На их информативность и уровень детализации в значительной степени влияла дискретность исследований, выполненных многочисленными научно-производственными коллективами в разные периоды освоения Западной Сибири. Как правило, на картах-схемах не отражались особенности форм рельефа доюрского основания, принадлежность к тому или иному морфологическому типу, не учитывалась непрерывность процессов рельефообразования, очень редко указывались изогипсы. В описании схем не приводились данные об уровнях грунтовых вод, при реконструкциях не рассматривался коэффициент уплотнения осадков при диа- и катагенезе.

Автором предлагается методика, основу которой составляет создание модели непрерывного и поступательного развития территории в течение геохронологического периода, с определением: морфологических особенностей рельефа основания и характеристик ландшафтов последующих временных срезов (учитывая геодинамические процессы); типов и месторасположений питающих провинций; условного нулевого уровня, меняющегося во времени, но, в целом, единого по площади. Методика предполагает создание детальных палеогеоморфологических карт-схем на временные срезы соответствующие региональным стратиграфическим подразделениям и структурных карт современного положения построенных палеоповерхностей с геоморфологической характеристикой и данными по разведанным месторождениям нефти и газа.

Для того чтобы построить палеогеоморфологические карты-схемы заданных участков на определённые временные срезы требуются следующие материалы:

1. Сейсмопрофиля, проходящие через заданную площадь, с выделенными на них отражающими горизонтами и стратиграфическими подразделениями. В случае отсутствия сейсмопрофилей необходимо использовать опорные разрезы;

2. Геологические карты основания рассматриваемого разреза (на территории Западной Сибири – доюрского). Для работы с участками разреза, залегающими выше нескольких отражающих горизонтов, можно использовать геологическую карту, построенную по одному из них и этот уровень выбрать за основание для последующих операций. Следует рассматривать все имеющиеся в распоряжении и созданные к настоящему времени геологические карты, несмотря на то что, геологическая интерпретация на картах разных коллективов может значительно различаться;

3. Тектонические карты. При анализе геодинамического режима на заданной территории, следует рассматривать: а) события, произошедшие до выбранного временного уровня и сформировавшие основание (например, предъюрскую поверхность на территории Западной Сибири); б) тектонический

режим, существовавший при формировании осадочных отложений, во временном интервале, на который строятся палеогеоморфологические карты-схемы; в) постумные преобразования. Если имеется несколько точек зрения на геодинамическое развитие территории, необходимо изначально выбрать одну из них. В дальнейшем, применение палеогеоморфологического метода позволит выявить несоответствия и выбрать правильный вариант;

4. Данные об относительном и/или абсолютном возрасте отложений изучаемого временного интервала и выбранного основания. Необходимо, чтобы на территории присутствовали разрезы, наиболее полно охарактеризованные литологическими и палеонтологическими данными;

5. База данных по скважинам, пробуренным на данной территории, в которой указаны выделенные в разрезе каждой конкретной скважины пласты, пачки (интервалы залегания) и их толщины.

Для построения карты поверхности выбранного основания и палеогеоморфологических схем на последующие временные срезы необходимо использовать карты толщин и карты песчанистости. Карты толщин строятся с помощью специального программного обеспечения на основе базы данных, которая формируется путём анализа каротажа скважин – расчленением каждого разреза, выделением и индексацией пластов и пачек. Карты песчанистости строятся также с помощью специального программного обеспечения по выделенным пластам или пачкам с учётом их вещественного состава. Далее выбирается некоторый «нулевой» реперный уровень. В Западной Сибири в мезозойских отложениях таким уровнем может являться подошва баженовского горизонта (сейсмогоризонт Б). Для неполного разреза юрских отложений это кровля, а для залегающих выше верхнеюрских и меловых пород – подошва. От этого уровня последовательно, путём сложения изопахит отсчитываются мощности выделенных в разрезах пластов и пачек. Для толщи, расположенной под репером, суммирование продолжается по достижении поверхности доюрского основания. В результате отрисовывается карта, на которой изолинии с максимальными значениями толщин будут соответствовать наиболее погруженным участкам, с минимальными наоборот – наиболее приподнятым, зоны отсутствия отложений – выступам фундамента. Проведя такой анализ для нескольких близлежащих, соседних районов можно выбрать за нулевую отметку (уровень моря на момент образования осадочного чехла) определённую величину, а затем переименовать изопахиты от этой отметки вверх со знаком плюс и вниз со знаком минус. Таким образом, выступы фундамента будут характеризоваться возрастающими по значению изолиниями, а участки, располагающиеся ниже уровня моря убывающими. Для верхнеюрской-меловой толщи, располагающейся выше реперного горизонта, процедура построения изохронных поверхностей значительно упрощается. Очень важно проводить постепенное суммирование мощностей, а не брать значения снятые с каротажа и отвечающие толщинам всего осадочного комплекса от основания до сейсмогоризонта Б, хотя в некоторых случаях за неимением материалов приходится поступать именно так. При постепенной обработке данных на карте выявляются и обозначаются детали, благодаря которым становится возможным

отнесение рельефа к тому или иному геоморфологическому типу. Далее, на карту основания накладываются толщины первого выделенного пласта. Используя карту песчанистости и литолого-геохимические данные, учитывая коэффициент уплотнения для разных типов пород (гравелитов, песчаников, алевролитов и аргиллитов), можно наметить области распространения пласта, выделить обстановки осадконакопления. При этом, в обязательном порядке проявятся ошибки сделанные при расчленении и корреляции разрезов. Аналогичным образом строятся палеогеографические карты для отложений, перекрывающих базальный пласт, далее вверх по разрезу.

Анализ построенных поверхностей. Внешний вид рельефа неразрывно связан с его происхождением и возрастом. Образование разных генетических типов пород сопровождается определёнными рельефообразующими процессами. На полученную, путём вышеописанных построений, поверхность выбранного основания необходимо нанести информацию о вещественных комплексах, слагающих его. Эти данные дублируются с геологических карт с достаточно точными привязками. Известно, что вулканические процессы и соответствующие им вулканогенные комплексы создают различные наземные и подводные формы рельефа. С интрузивным магматизмом связано образование плутонов, застывающих на глубине 5–20 км и вскрывающихся на земной поверхности в результате препарировки экзогенными агентами. Очевидно, что разрушение пород, залегающих над телами гранитов, и перенос материала происходили в течение более или менее продолжительного отрезка времени. Для его определения требуются данные о возрасте гранитных плутонов и перекрывающих их осадочных пород. Кроме того, необходимо выяснить в каких обстановках происходило разрушение коренных пород и производился вынос обломочного материала. Интерпретируя, поверхность гранитных массивов, можно выделить геоморфологические элементы разного генезиса, соответствующие речным долинам, побережью и т. д. Как показатель климата в области размыва, в самом общем виде, используют индекс химического выветривания.

Таким образом, карта поверхности выбранного основания после проведённой интерпретации, «дешифрирования» будет преобразована в схему реконструированного рельефа на заданный временной уровень. Изогипсы сместятся, исходя из представлений о возможных углах склонов, высоты и площади источников сноса. При таких реконструкциях лучше всего пользоваться методом морфодинамического анализа. Он состоит в наблюдении за современными процессами морфогенеза и выявлении их связи с создаваемыми этими процессами формами рельефа. Диапазон смещения изолиний ограничивается областью распространения базального пласта, для этого на схеме отмечаются скважины, вскрывающие его. Далее составляется следующая схема, на которой отражается площадь распространения и фациальная принадлежность самого древнего осадочного пласта, выделенного в разрезе скважин на исследуемой территории, рассматриваются соответствие и взаимосвязь с морфологическими элементами, обозначенными на палеогеографической схеме выбранного основания. Проводится анализ

распределения пород по площади с использованием карты песчанистости. При этом уточняется возможность такого распределения для пород определённого генезиса.

Для того чтобы создать структурную карту современного положения построенных палеоповерхностей необходимо иметь структурную карту современного залегания выбранного реперного горизонта (на территории Западной Сибири – структурную карту, построенную по подошве баженовского горизонта). Далее, значения изогипс на построенных палеогеоморфологических схемах переводятся в значения изопакит по той же самой шкале, которая использовалась вначале при построениях поверхности основания. Затем, производится суммирование изолиний (данные в глубинах) каждой палеогеоморфологической схемы и изолиний (глубины современного залегания) на структурной карте репера, выбранного изначально в качестве нулевого. В итоге, мы получаем набор карт современного положения палеоповерхностей с геоморфологической характеристикой. Если на них вынести данные по уже открытым месторождениям нефти и газа, то можно оптимизировать дальнейшие поиски и разведку.

Объединение данных, имеющихся по различным районам, позволит построить детальные палеогеоморфологические карты, привести в соответствие многочисленные точки зрения относительно обстановок осадконакопления, уточнить схемы корреляции и разрешить спорные вопросы расчленения конкретных разрезов. Созданная, таким образом, модель палеогеоморфологической эволюции Западной Сибири может послужить основой для решения основной задачи – поиска и разведки месторождений горючих полезных ископаемых.

© О.Н. Злобина, 2007

УДК 550.831.83+553.98

В.В.Филатов, О.Ю.Светозерский

ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ФРАКТАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ СРЕДЫ ПРИКОМПЛЕКСИРОВАНИИ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Количественная интерпретация комплексных геофизических данных, как правило, сводится к определению геометрических и геолого-гидрологических характеристик разведываемых объектов по совокупности решений обратных задач для разных методов. Проблемы возникают при необходимости объединить данные, при отсутствии способов решения прямых и обратных задач. Это заставляет опираться на различные статистические подходы.

При независимом использовании различных методов, можно выделить несколько объектов, которые находят свое отражение, например, в структурном и неотектоническом планах, картах плотностей линеаментов и активизированных (обновленных) разломов, геохимических, гравимагнитных и др. данных.

Однако, сопоставление карт, построенных для каждого из этих параметров, часто свидетельствует о существенных расхождениях морфологии отраженных на них полей.

Провести однозначное соответствие между распределением аномалий любого из параметров и, например, нефтегазовыми месторождениями часто не представляется возможным.

Вместе с тем, одной из основных задач комплексных исследований является обоснование наиболее надежных критериев прогноза потенциальной продуктивности вновь закладываемых глубоких скважин. Для этого необходимо найти объективные различия анализируемых геолого-геофизических параметров, наблюдаемых, например, в окрестности пробуренных непродуктивных и продуктивных скважин.

Мы исходим из того, что между источниками геофизических аномалий (физико-геометрическими параметрами аномалиесоздающих объектов) и геологическими неоднородностями земной коры (структурно-геологическими, литолого-петрографическими, водно-механическими и др.) существуют либо детерминистские, закономерно обусловленные, либо статистические связи. Иными словами, любой аномалиесоздающий геофизический объект в той или иной степени связан с какой-либо геологической неоднородностью Земли.

Проявляться подобные закономерности могут различными путями, но мы остановимся на одном из таких путей, базирующемся на использовании некоторых принципов фрактальной геометрии и теории вейвлет-преобразований.

Известно, что распределение неоднородностей в среде носит фрактальный характер и это находит отражение в распределении, как геофизических аномалий, так и аномалий, получаемых другими методами (например, геохимическими). Однако в практически применяемых методиках анализа комплексных данных эти особенности распределения практически не учитываются.

Рассмотрим, как фрактальный подход может быть использован при комплексировании таких методов, как геохимия и тектоника (анализ систем линеаментов). Даже в таких внешне не похожих явлениях, лежащих в основе упомянутых методов, можно найти нечто общее.

Начать можно с динамики процесса. Сначала остановимся на нескольких известных моментах, связанных с диффузией в гетерогенной среде, которая и обуславливает появление и распределение геохимических аномалий. В последнее время все большее внимание при анализе таких процессов уделяется так называемой «аномальной диффузии», математически выражающейся с помощью уравнений в дробных производных [1–3].

Многочисленными исследованиями показано, что поведение процессов переноса на самоподобных фрактальных множествах регулируется топологическими инвариантами этих множеств. При этом сам характер процесса позволяет делать вывод о структуре среды, а распределение аномалий допускает фрактальный анализ [4,5].

Аналогичный анализ можно выполнить для динамических систем, определяющих процессы трещинообразования.

В случае, когда динамика процесса может наблюдаться в реальном времени (например, в геофизических методах с управляемыми источниками) процессы аномальной диффузии допускают математическое моделирование и решение обратных задач.

В упомянутых методах (геохимия и тектоника) динамика процесса практически недоступна для измерения. Попробуем показать, что в этих случаях также правомерно использование фрактального анализа.

Один из основных подходов к анализу геохимических данных базируется на статистическом спектральном анализе. Методы, основанные на таком анализе, достаточно широко использовались в геохимических поисково-разведочных работах. Закономерности же фрактального пространственного распределения геохимических аномалий используются пока очень слабо.

То, что распределение геохимических аномалий носит фрактальный характер известно уже достаточно давно. Метод фрактальной фильтрации изначально был разработан, чтобы создать объективные критерии отделения геохимических аномалий от фона. Он базируется на изучении степенного зависимости между площадью $A(\rho)$ с концентрацией элемента превышающей ρ и величиной ρ , которая в определенном приближении может быть записана в виде [6–7]:

$$A(\rho) = C\rho^D.$$

Здесь C – некоторая константа, D – показатель степени, характеризующий фрактальную размерность распределения аномалий. Величина D может иметь несколько значений для различных диапазонов концентрации.

Можно сказать, что на поверхности мы наблюдаем выходы каналов, объединенных в самоподобную систему, фрактальные характеристики которой тесно связаны со структурой путей миграции и собственно со структурой аномалиеобразующего объекта, например, нефтегазовой залежи.

В простейшем случае, в предположении преобладания в процессе миграции вертикального направления можно построить гипотетические 3-D модели распределения изучаемого элемента с глубиной. Такое распределение дает возможность более адекватно сравнивать данные геохимии с другими методами. Практическим инструментом для исследования фрактальных сред могут являться

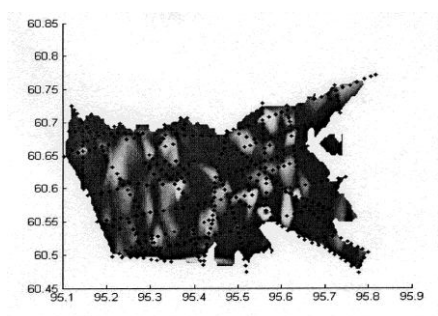


Рис.1. Геохимические аномалии

вейвлет-преобразования, по сути своей приспособленные для изучения самоподобных объектов и выделения структур определенного масштаба из внешне хаотических совокупностей. Такая реконструкция позволяет более адекватно сопоставлять результаты геохимии с другими геолого-геофизическими данными.

На рис. 1,2 показаны результаты обработки геохимических данных, где по исходному геохимическому полю (рис. 1) выделяется

аномальная зона (рис. 2), которая сопоставляется с результатами сейсмических работ, выделивших на этом участке структуру (рис.3).

Аналогично можно рассмотреть методику формирования аномалий, связанных с распределением плотности линеаментов.

На большинстве специальных карт линеаментная сеть предстает как нечто регулярное, как система орто - или косоугольно ориентированных весьма протяженных линий, которым отводится далеко не всегда очевидная роль тектонических нарушений, разломов глубинного типа [8, 9].

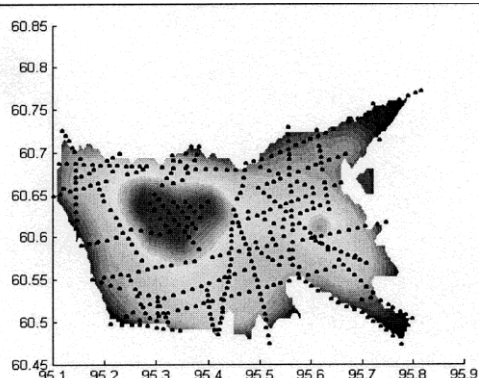


Рис 2. Геохимические аномалии, полученные с помощью вейвлет-анализа

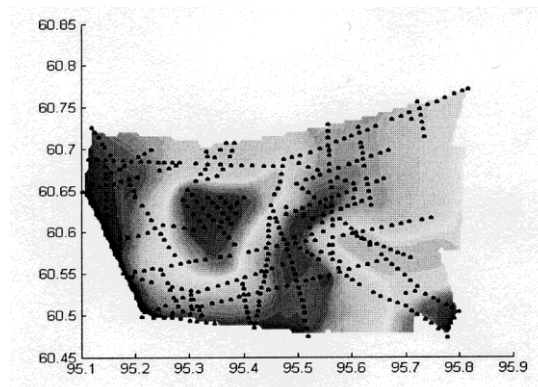


Рис 3. Структура, выделенная по данным сейсморазведки

Однако реальная разломная сеть далека от подобного совершенства – обычно это разнопорядковая система делимости с хаотической или слабо выраженной анизотропной организацией. Оценка фрактальной размерности разномасштабных регматических сетей многочисленными исследователями, подтверждает их фрактальное строение на широком интервале масштабов с размерностью, близкой к размерности перколяционных кластеров [10,11, 12].

В ряде случаев на основе некоторых критериев, связанных с изучением плотности линеаментов, удастся выделить зоны, которые могут быть определенным образом связаны с месторождениями полезных ископаемых.

Но, как показано в целом ряде работ более информативным параметром, чем определения плотности трещин, является фрактальная размерность.

Практические результаты, то есть выделение аномальных зон определенного масштаба, как и в случае анализа геохимических аномалий, могут быть получены на основе вейвлет-анализа. На рис. 4,5 приведен пример вейвлет-анализа системы линеаментов.

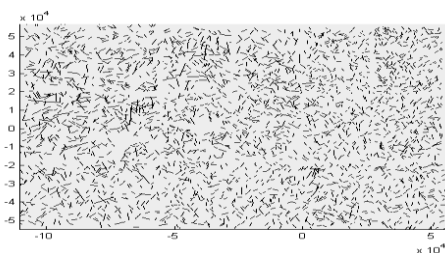


Рис.4. Исходная система линеаментов

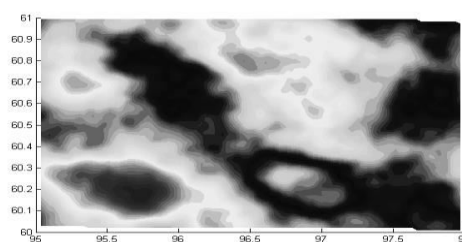


Рис. 5. Выделение в системе линеаментов аномальных зон на основе вейвлет-анализа

В результате преобразований, базирующихся на анализе фрактальных характеристик системы линеаментов (рис. 4) выделяются аномальные зоны этого распределения, связанные с ориентацией линеаментов (рис. 5). При этом выделяется зона, пересекающая исследуемую область, по широте 60.4° – 60.6° , в которую попадают практически все скважины с отмеченными максимальными значениями проницаемости коллектора.

Этот подход может быть использован для включения в комплексный анализ ряда различных методов. В качестве примера рассмотрим комплексирование данных измерений ряда параметров, проведенные на территории, где были зафиксированы нефтегазовые залежи. Анализ карт по отдельно взятым параметрам не показывает устойчивых связей с положением залежей (на карте локализуются в местах сгущения скважин). Стандартный прием обработки, связанный с суммированием нормированных значений параметров также не позволяет связать полученные аномалии с залежами. Результат такого суммирования показан на рис. 6. Полученная карта практически совпадает с картой гравитационного поля, поскольку остальные параметры дают достаточно однородное суммарное поле.

После этого были проанализированы фрактальные характеристики площадного распределения аномальных зон всех параметров и выполнены вейвлет-преобразования.

Это позволило для каждого из параметров выделить аномальные зоны адекватных масштабов.

В результате обработки были получены три аномальных зоны,

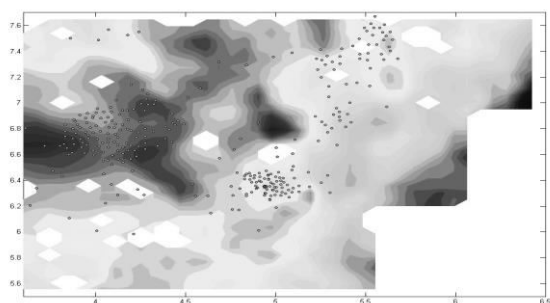


Рис. 6. Карта, полученная в результате суммирования нормированных значений всех входящих в комплекс параметров (точки – положение буровых скважин в пределах залежей).

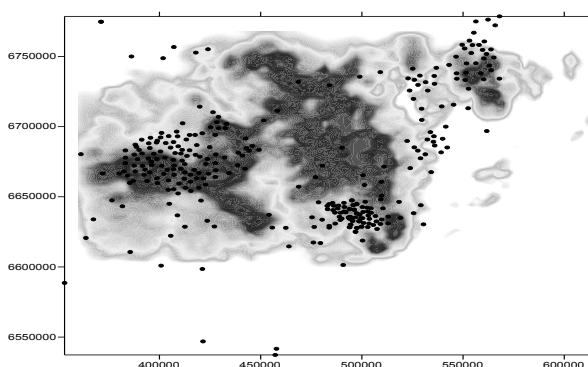


Рис. 7. Карта, полученная в результате суммирования нормированных значений всех входящих в комплекс параметров после фрактальной фильтрации

включающих залежи (рис. 7).

Таким образом, можно сделать вывод, что использование фрактальных характеристик распределения аномалий различных параметров и их вейвлет-спектров дают объективный критерий комплексного анализа этих параметров, что в совокупности с другими методами, позволяет повысить достоверность и объективность комплексной интерпретации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Самко С.Г. Интегралы и производные дробного порядка и некоторые их приложения / С.Г. Самко, А.А. Килбас, О.И. Маричев. – Минск: Наука и техника, 1987. – 688 с.
2. Heliodor F., Nigmatullin R.R., Riot P., Le Mehaute A. Du Temps Irreversible en Geometrie Fractale. Paris: Hermes, 1994. – 246 p.
3. Hill R.M., Dissado L.A., Nigmatullin R.R. Invariant behavior classes for the response of simple fractal circuits. // J. Phys. C. – 1991. – V.3. – P. 9773-9790.
4. Зеленый Л.М. Фрактальная топология и странная кинетика: от теории перколяции к проблемам космической электродинамики / Л.М. Зеленый, А.В. Милованов // УФН. – Т. 74, № 8. – 2004. – С. 810-853.
5. Крылов С.С. Фракталы в геофизике / С.С. Крылов, Н.Ю. Бобров. – СПб.: Изд-во Спб университет, 2004. – 138 с.
6. Xu Y., and Q. Cheng, A fractal filtering technique for processing regional geochemical maps for mineral exploration // Journal of Geochemistry: Exploration, Environment and Analysis, V.1, No. 1, 2001, pp. 147-156
7. Cheng Q., Xu, Y. and Grunsky, E. Intergrated spatial and spectrum analysis for geochemical anomaly separation. In: Proc. Intern. Assoc. for Math. Geology Meeting, S. J. Lippard, A. Naess and R. Sinding-Larsen eds., Trondheim, Norway, 1, 1999, pp. 87-92.
8. Тяпкин К.Ф. Проблемы изучения разломно-блоковой тектоники докембрия с позиции новой ротационной гипотезы формирования структур в земной коре / К.Ф. Тяпкин // Геологический журнал. – 1977. – Т. 37, вып. 6. – С. 1-9.
9. Самков В.В. Системы линеаментов Центральной Сибири / В.В. Самков. – Красноярск: Красноярский НИИ геологии и минерального сырья (КНИИГиМС), 2005. – 68 с.
10. Turcotte D.L. Fractal and chaos in geology and geophysics. Cambridge University Press, 1992. – 220 p.
11. Cheng Q., 2002, “Multifractal modeling and GIS spatial analysis of complex fault systems”, GeoInformatics, v. 13, no. 2, p. 46-49.
12. Горяинов П.М. Самоорганизация минеральных систем / П.М. Горяинов, Г.Ю. Иванюк. – М.: ГЕОС, 2001. – 312 с.

© В.В. Филатов, О.Ю. Светозерский, 2007

УДК 550.837:004

Н.И. Паули

ФГУП «СНИИГиМС», Новосибирск

ПОМЕХОУСТОЙЧИВАЯ АДАПТИВНАЯ ЦИФРОВАЯ ОБРАБОТКА СИГНАЛА ДЛЯ НАЗЕМНО-СКВАЖИННОЙ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКИ И МЕТОДА ВЫЗВАННОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ

Электроразведочные методы широко использовались и используются в прикладной геофизике при поиске и разведке полезных ископаемых, а также в инженерной геофизике для оценки состояния техногенных объектов и решения экологических задач. Благодаря развитию технической базы за последнее десятилетие, а именно появлению на рынке многоразрядных АЦП, производительных спецпроцессоров и персональных ЭВМ, появилась возможность дальнейшего развития электроразведочных методов и даже тех, которые ранее считались из области фантастики, требующих регистрации и выделения на общем фоне очень слабых сигналов. Например, проведение геофизических электроразведочных исследований в скважинах с металлической

обсадкой. Одновременно активно развиваются численные методы расчета трехмерных моделей электрических и магнитных полей для сложных объектов, что, очевидно, повышает достоверность и надежность интерпретации практических материалов.

В свете вышесказанного встает проблема выделения полезного сигнала на фоне помех и тем самым максимального использования потенциальных возможностей аппаратуры. Особенно проведения работ на участках насыщенных различными техническими объектами, которые являются источниками помех.

Целый ряд работ посвящены решению задачи цифровой помехоустойчивой фильтрации измеряемых геофизических сигналов [1,2]. Особо стоит отметить работу Н.С. Иванова [1], в которой приведена методика оценки и сделан сравнительный анализ существующих и новых методов нелинейной цифровой фильтрации, когда до половины и более времени ограниченного интервала измерения сигналы искажены аномально большими помехами.

Однако стоит отметить, что единого алгоритма фильтрации для различных геофизических методов пока не существует. Более того, как неявно прослеживается в работе [1], что один и тот же способ фильтрации может для одних методов вполне успешно справляться со своей задачей, а для других он не подходит. Поэтому перед выбором алгоритма фильтрации следует проанализировать технологические аспекты измерений и характеристики аппаратуры. Другими словами необходим комплексный подход при проектировании способа обработки измерительного сигнала.

При разработке алгоритма цифровой обработки сигнала для электроразведочных методов на постоянном токе рассматривались следующие требования:

- С целью сокращения времени проведения работ аппаратура должна быть многоканальная;
- Широкий диапазон измеряемых сигналов, в том числе составляющие десятые и сотые доли микровольт;
- Возможность использования в условиях с высоким уровнем помех
- Возможность анализа получаемых данных непосредственно в полевых условиях;
- Высокое быстродействие;
- Учитывая, что для проведения геофизических работ требуются значительные финансовые затраты и зачастую при неудовлетворительных результатах невозможно повторить измерения, должна быть предусмотрена возможность до или переобработки данных в камеральных условиях.

Одним из вариантов такой аппаратуры является разработанная в СНИИГГиМС восьмиканальная электроразведочная станция НСЭ-8 для методов вызванной поляризации и наземноскважиной электроразведки.

Для выделения полезного сигнала на фоне помех применен комплексный подход, включающий в себя аппаратные приемы, то есть реализованные непосредственно в измерителе в виде технических решений, специальную

методику проведения измерений включая закон изменения питающего напряжения и, наконец, цифровая обработка данных. Так измеритель обеспечивает подавление помех промышленной частоты ($45 \div 65$ Гц) не менее 60 Дб, компенсацию естественной разности потенциалов (далее по тексту балансировка), исключение взаимного влияния каналов за счет гальванической развязки. К методическим решениям можно отнести формирования питающего напряжения в виде импульсов переменной полярности, что позволяет исключить постоянную и линейную составляющую помехи, проведение измерений в виде нескольких дублей в течение, которого регистрируется среднее значение тока, по которому далее нормируется сигнал с целью уменьшения влияния дрейфа напряжения питающей линии.

Для статистической обработки сигнала был разработан цифровой фильтр представляющий из себя нелинейный оператор над двухмерным скользящим окном переменного размера.

Формально алгоритм можно разбить на два этапа. На первом этапе производится предобработка исходных данных, включающая в себя нормировку по току в линии АВ для каждого дубля и устранение постоянной составляющей, объединяя реализации по дифференциальной схеме.

Далее применяется фильтр представляющий собой нелинейный оператор над двухмерным скользящим окном. Действие оператора можно описать как итерационно адаптивное выделение из выборки тех реализаций, которые осложнены только флуктуационными помехами с нормальным законом распределения.

Размер окна в направлении временной оси носит изменяющийся характер. В начальные моменты времени “тока” или “паузы”, где присутствует переходной процесс, ширина окна минимальна и составляет два отсчета. Далее ширина окна увеличивается по логарифмическому закону, так как на более поздних временах изменение сигнала становится более плавным.

Благодаря тому, что в анализе задействованы отсчеты, как повremени, так и по множеству наблюдений выборка имеет достаточно большой размер даже при небольшом количестве реализаций, чтобы выделить из нее массив удовлетворяющем условию нормальности.

Проверка достоинства предложенного алгоритма осуществлялась как на моделях, так и непосредственно при полевых исследованиях. Следует отметить, что модельные исследования проводились в более жестких условиях с точки зрения величины отношения сигнал шум.

При моделировании на полезный (полезный сигнал в данных примерах равен 0) сигнал накладывалась небольшая флуктуационная помеха с нормальным законом распределения $N(0, \sigma)$. Дополнительно некоторая заранее фиксированная часть ($\varepsilon L/100$) поражалась аномальной помехой имеющей различные распределения и амплитуды. Обработка данных проводилась в соответствии с методикой описанной выше (1). Соответственно размер выборки A для оценки отдельного измерения составлял $N \cdot k$. Для чистоты эксперимента объединения по дифференциальной схеме не производилось, так как при этом изменяется заданный закон распределения аномальных помех. Оценка

эффективности алгоритма проводилась по следующей схеме. Находилась оценка V_t для каждого временного отсчета t и далее находилась среднее значение S по всем $t=0...T$ и

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (V_t - S)^2}.$$

Результаты моделирования работы предложенного метода приведены на рис.1 (кривые 1). Для сопоставления с другими методами выбрана медиана (кривые 2), как наиболее часто используемая в обработки геофизических данных. Другие методы в той или иной степени связаны с медианой, которые обладают или более высокой эффективностью или устойчивостью.

За выигрыш приходится расплачиваться или усложнением вычислений или быстродействием. Сравнительную оценку методов по отношению к медиане можно найти во многих источниках рассматривающих помехоустойчивые статистические методы обработки данных [1,2].

Во всех примерах кривая 1 соответствующая рассматриваемому методу по характеру поведения в диапазоне $\varepsilon = 10 \div 50$ % аналогична медиане. Однако при наличии смещенных помех, хотя СКО для медианы остается довольно малым, ошибка измерения, как нетрудно заметить, уже при $\varepsilon = 20$ % значительна, и при этом ярко выражено систематическое смещение в сторону центра распределения аномальной помехи.

На сколько эффективно работает адаптивная отбраковка аномальных помех, можно оценить по графикам, представленным на рис. 2. Следует отметить, что алгоритм очень хорошо работает при несимметричной аномальной помехи.

При нормально-распределенной симметричной аномальной помехи резкое включение в обработку при $\varepsilon > 70$ % всех данных связано с тем, что алгоритм основан на выделение данных согласующихся с нормальным распределением, поэтому аномальная помеха начинает восприниматься как фоновый шум.

Очевидно, увеличивая объем выборки можно увеличить точность измерения.

Немаловажным требованием к алгоритму является его быстродействие. Сравнительный расчет времени для обработки реальных данных полученных при помощи восьмиканальной аппаратуры НСЭ-8. Длительность импульса составляла 5.1 с, паузы 1.2 с, при дискретности 0,05 с количество реализаций – 100, то есть общее время измерений составило 630 секунд. При этом предлагаемому алгоритму потребовалось в 15 раз меньше времени.

Таким образом, предлагаемый алгоритм, опираясь на теоретические расчеты, с некоторыми оговорками, а именно он имеет быть при достаточно большом объеме выборки, обладает высокой эффективностью, устойчивостью к аномальным помехам, и что немаловажно достаточно высоким быстродействием.

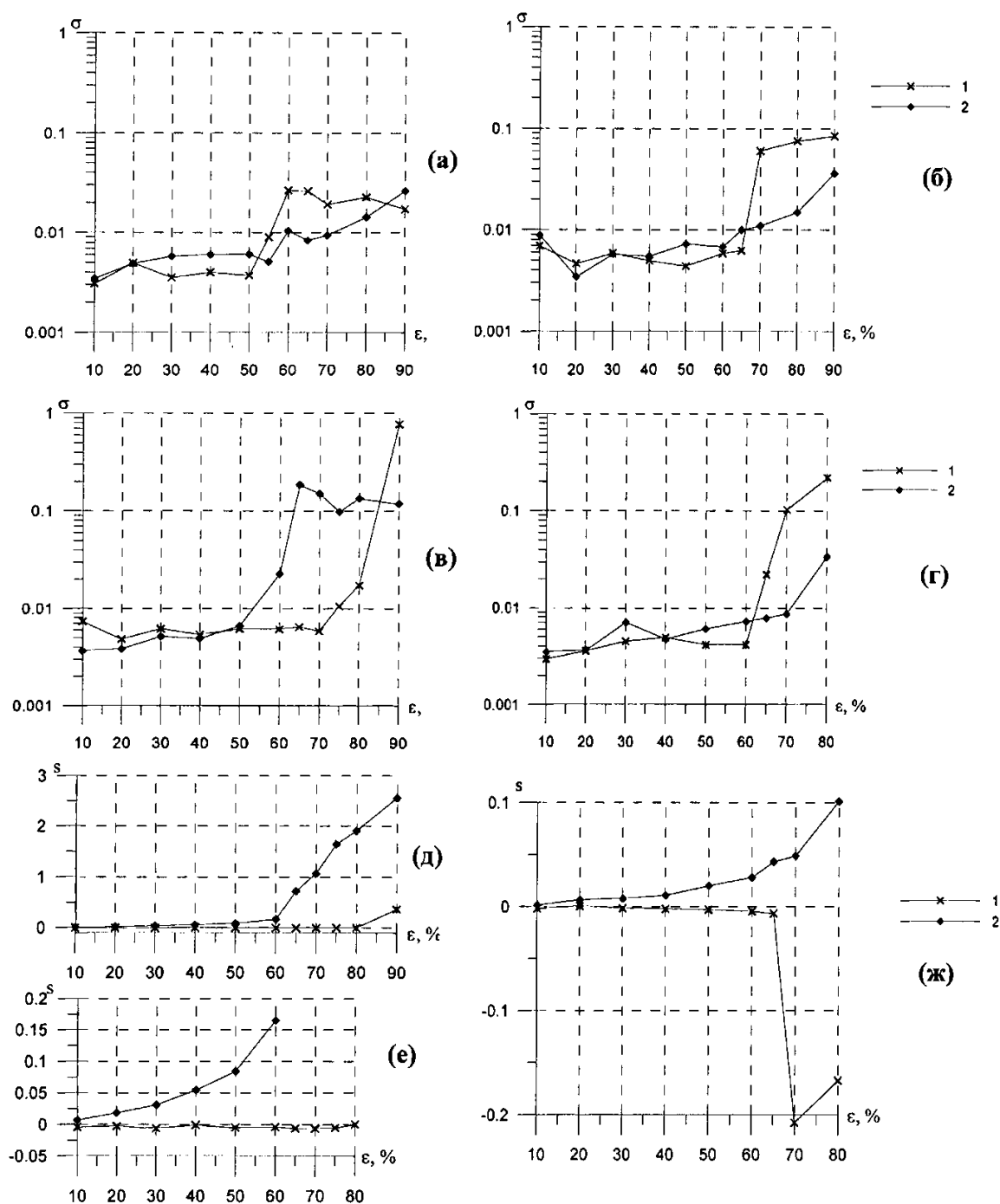


Рис. 1. Результаты моделирования при $L=900$, $\sigma_\phi=0.1$

- (а) с симметричной аномальной помехой, полученной с помощью случайных чисел с равномерным распределением на интервале от -3 до 3 для методов;
- (б) с симметричной аномальной помехой, полученной с помощью случайных чисел с нормальным распределением $N(0; 3)$;
- (в) с несимметричной аномальной помехой, полученной с помощью случайных чисел с нормальным распределением $N(0; 3)$ смещенных на 3 ;
- (г) с несимметричной аномальной помехой, полученной с помощью случайных чисел бимодального распределения с модами $-3; 9$, $\sigma_\pi = 3$;
- (д) Среднее значение ошибки для модели (в); (е) – тоже самое с увеличением масштаба по оси s ;
- (ж) Среднее значение ошибки для модели (г); 1 – адаптивного скользящего среднего, 2 – медианы

Предложенный метод и аппаратура апробирована в течение ряда лет, при работе по методу вызванной поляризации и наземно-скважинной электроразведки. Особо стоит отметить работы связанные с градиентными измерениями в обсаженных скважинах при заряде в других обсаженных скважинах для изучения межскважинного пространства.

В качестве подтверждения высокой точности и воспроизводимости измерений на рис.3. приведен график изменения разности потенциалов вдоль скважины. Измерения проводились с интервалом в один год. Отличия в диапазоне 375–400м связано с изменением положения края исследуемого объекта. При проведении работ число накоплений в среднем составляло 50–60 реализаций.

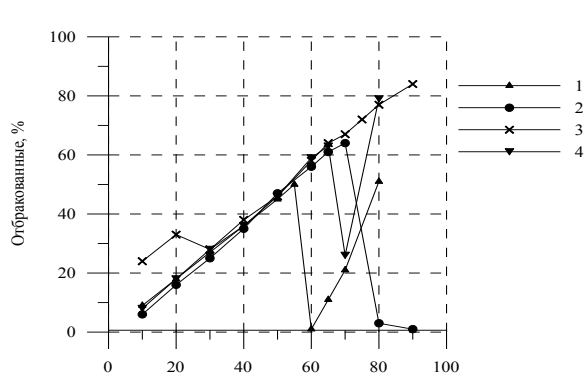


Рис. 2. Соотношение отбракованных и аномально искаженных реализаций для моделей, представленных на рис. 1 (а, б, в, г), соответственно

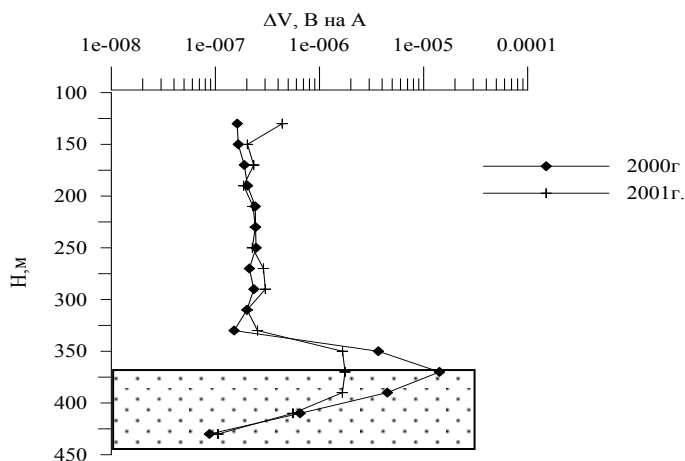


Рис. 3. Графики ΔV по обсаженной скважине при заряде в другой обсаженной скважине

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Иванов Н.С. Новые методы цифровой нелинейной фильтрации аномальных помех с неизвестным законом распределения / Н.С. Иванов. – Екатеринбург: УрО РАН, 2002.
2. Хардле В. Прикладная непараметрическая регрессия / В. Хардле. – М.: Мир, 1993.

© Н.И. Паули, 2007

УДК 550.83

Е.В. Павлов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск

ЗОНДИРОВАНИЕ СТАНОВЛЕНИЕМ ПОЛЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УСТАНОВОК «ПЕТЛЯ-ПЕТЛЯ» И «ПЕТЛЯ-ЛИНИЯ»

Геологический разрез в электроразведке обычно представляется в виде горизонтально-слоистой геоэлектрической модели. Это представление хорошо работает во многих районах, где объектом исследования является чехол осадочных пород. Однако в реальных геоэлектрических разрезах практически не бывает строго горизонтальных границ. Следовательно, необходимо определять по кривым зондирования или их трансформантам возможна или нет

интерпретация экспериментального материала в рамках горизонтально-слоистой среды. В случае несоответствия горизонтально-слоистой модели среды реальному геологическому разрезу нужно использовать системы наблюдения, которые позволяют проводить интерпретацию в рамках 2D-, 3D-геоэлектрических моделей.

Как было показано в работе [1] в случае присутствия в геоэлектрическом разрезе слабонаклонных границ существенный вклад в электромагнитный отклик вносит гальваническая мода поля, которая возникает из-за появления зарядов на этих границах. Влияние слабонаклонных геоэлектрических границ можно легко определить по кривым дифференциальной трансформанты поля – трансформанты кажущейся продольной проводимости. Особенно хорошо это влияние проявляется на кривых становления поля в установке петля-линия. Следовательно, представляется целесообразным использовать установку петля-линия для экспресс-оценки размерности интерпретационной модели в исследуемом районе.

Данная работа посвящена результатам сравнительных тестовых измерений установками петля-петля и петля-линия в г. Кельн, Германия. Целью являлось экспериментальное подтверждение возможностей установки петля-линия при изучении слабонаклонных геоэлектрических границ.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

- Выбор одномерного разреза в окрестностях г. Кельн и экспериментальная проверка соответствия одномерной модели на выбранном участке геоэлектрическому разрезу;
- Проведение полевых измерений установкой петля-петля (соосные петли и разнесенные петли). Если сигналы от разнесенных петель по разные стороны от генераторной петли совпадают в пределах погрешности измерения, то выбранный участок можно считать одномерным по геоэлектрическим свойствам;
- Проведение измерений установкой петля-линия на выбранном участке и сравнение погрешностей измерения установок петля-линия и петля-петля;
- Проверка соответствия измеренного сигнала в установке петля-линия ожидаемой геоэлектрической модели.

В полевых экспериментах для проведения измерений методом становления поля использовалась аппаратура американской компании Zonge Engineering and Research Organization: измеритель -GD3-32 Multifunction receiver, генератор – NT-20,.

Измерения в поле состояли из:

1. Ориентирования на местности и разбивки профиля и точек зондирования;
2. Прокладки проводов генераторной и приемной петель (или линии);
3. Подключение аппаратуры, проверка правильности подключения;
4. Измерение в рабочем режиме.

Автору была любезно предоставлена возможность использовать пакет EMUPLUS v.6, разработанный в Институте геофизики и метеорологии

Кельнского университета для обработки и интерпретации данных, полученных методом зондирования становлением поля. Этот пакет позволяет проводить моделирование электромагнитного отклика для одномерных геоэлектрических моделей. Также с помощью этого пакета можно проводить инверсию экспериментальных данных по методам Оккама и Макварда. Программа работает под операционной системой типа Linux и имеет интерфейс командной строки.

Перед выездом на полевые измерения был проведен расчет ожидаемого электромагнитного отклика для выбранного района. Для расчетов использовалась геоэлектрическая модель, полученная в результате обработки и инверсии измерений методом постоянного тока:

№ слоя	ρ , Ohm·m	h, m
1	1346	9
2	432	11
3	37	∞

При моделировании использовалась прямая одномерная задача Е.Ю. Антонова (ИНГГ СО РАН). По результатам этого моделирования была оценена возможность регистрации полезного сигнала для установок соосные петли (генераторная петля 50м × 50м, приемная 20м × 20м) и для установок разнесенные петли (генераторная петля 50м × 50м, приемная 20м × 20м, разнос – 50–100 м). На рис. 1 приведены результаты моделирования электромагнитного отклика для соосной петлевой установки. На рис. 2 электромагнитный отклик для разнесенных петель. На этих графиках видно, что уровень ожидаемого сигнала выше порогового значения 10^{-6} В.

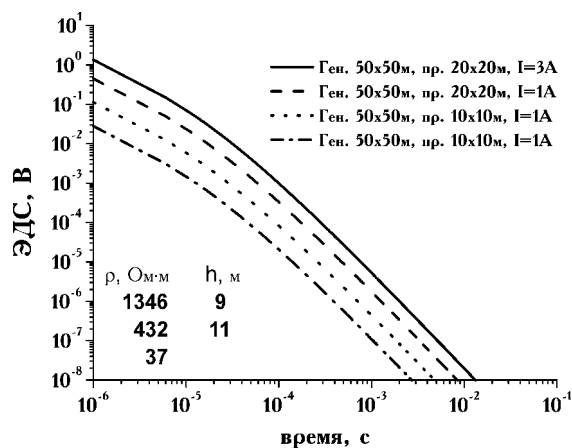


Рис. 1. Электромагнитный отклик для соосной петлевой установки в зависимости от размера приемной петли и тока в генераторной петле

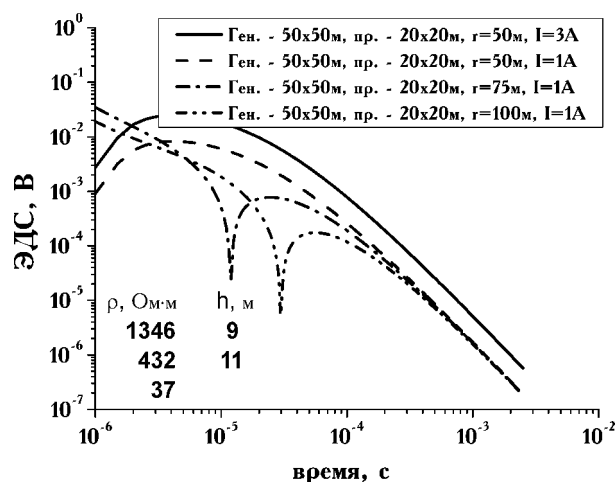


Рис. 2. Электромагнитный отклик для установки разнесенные петли в зависимости от тока в генераторной петле и разноса

Для проведения полевых измерений был выбран участок, расположенный в западной части г. Кельн. Участок представляет собой перепаханное поле, на западе от участка проходит автобан. В зоне видимости отсутствуют линии

электропередач. По данным проведенных здесь измерений методом постоянного тока на этом участке отсутствуют трубопроводы, водопроводы, силовые подземные кабели.

На первом шаге были проведены измерения с установкой петля-петля (рис. 3). Сравнение электромагнитного отклика для приемных петель, разнесенных по разные стороны генераторной петли показало, что геоэлектрический разрез на данном участке является одномерным (рис. 4). На поздних временах различия объясняются высокой погрешностью измерения из-за низкого уровня сигнала и помех.

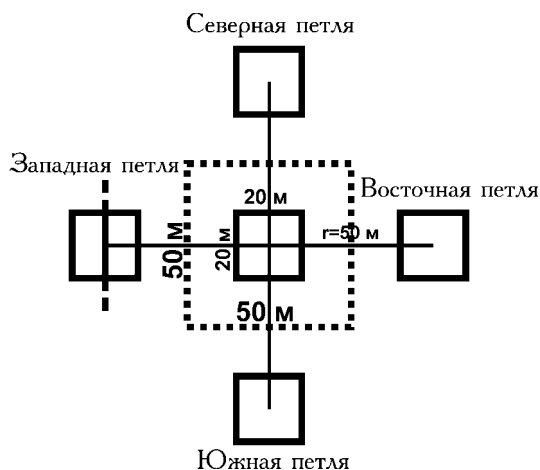


Рис. 3. Система наблюдения (пунктирная линия – генераторная петля, сплошные линии – приемные петли)

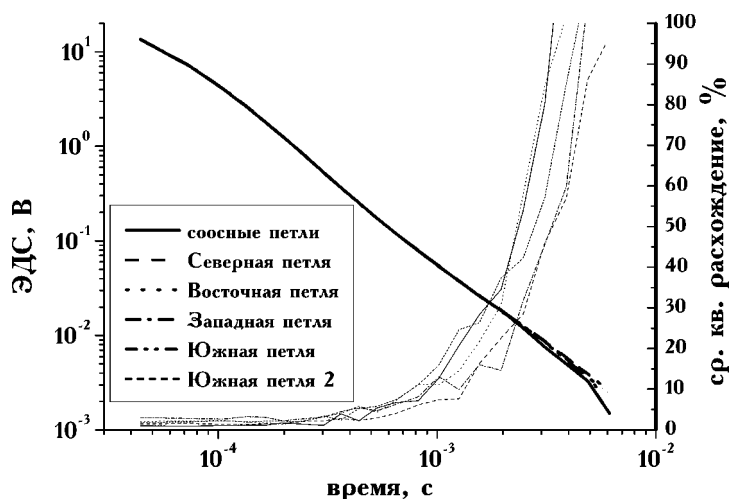


Рис. 4. Результаты измерений электромагнитного отклика для установок

На следующем этапе были проведены измерения процесса становления поля в как возможно более широком диапазоне времен. Использование двух режимов измерения: NanoTEM-mode и ZeroTEM-mode, позволило расширить временной диапазон уверенно регистрируемого сигнала с 0.5 мс до 5 мс (рис. 5).

На первом шаге интерпретации экспериментальных данных был применен метод инверсии Оккама. Этот метод позволяет получать так называемую сглаженную геоэлектрическую модель среды. Результаты инверсии по методу Оккама не зависят от начального приближения и позволяют быстро оценивать особенности геоэлектрического разреза. По результатам инверсии по методу Оккама была построена геоэлектрическая модель участка. Эта модель была использована в качестве первого приближения для инверсии Макварда. На рис. 6 видно, что в нашем случае инверсия по методу Макварда практически не вносит каких-либо заметных изменений в геоэлектрическую модель.

На втором шаге нам необходимо было сравнить экспериментальный и модельный сигналы в установке петля-линия. Для расчета теоретического сигнала использовалась геоэлектрическая модель, полученная в результате инверсии на первом шаге. Как видно на рис. 7 экспериментальная и расчетная кривая довольно хорошо совпадают в средней части временного диапазона. Расхождение кривых на поздних временах объясняется высоким уровнем

шумов в приемной линии, что не позволило уверенно измерить сигнал становления в этом временном диапазоне. В целом нужно отметить довольно хорошее совпадение кривых, что стало возможным только благодаря выбору участка с горизонтально-слоистым строением геологического разреза.

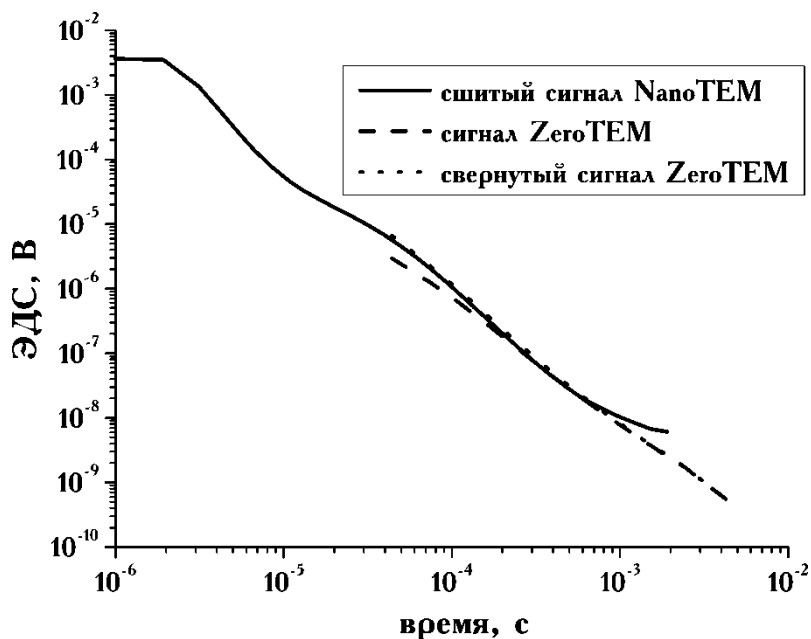


Рис. 5. Измеренный электромагнитный отклик в установке соосные петля Zero-TEM- и NanoTEM режимах

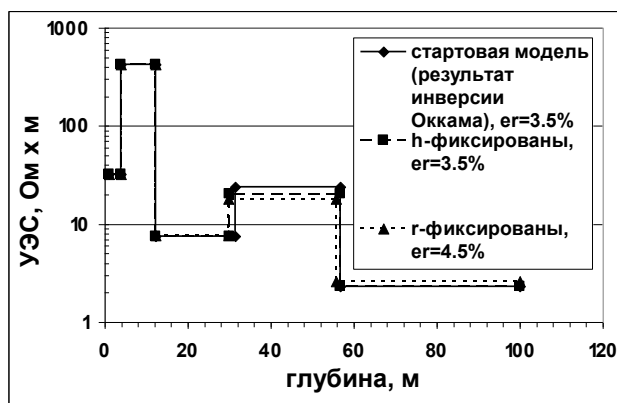


Рис. 6. Результаты инверсии по методам Оккама и Макварда

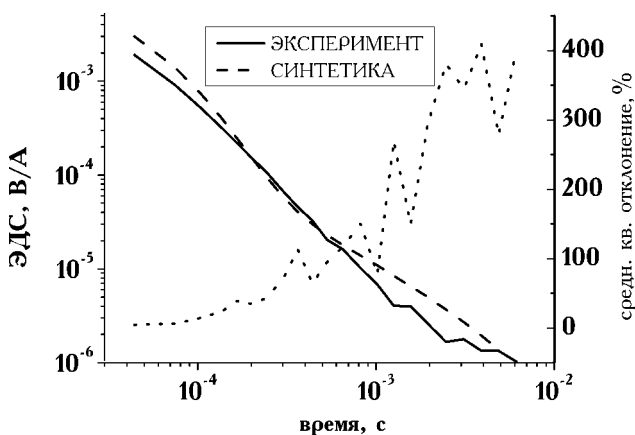


Рис. 7. Экспериментальный и синтетический сигнал в установке петля-линия

Анализ результатов обработки и интерпретации полевых измерений позволяет сделать вывод, что в случае проводящих геоэлектрических разрезов, не имеющих непроводящего основания, установка петля-линия не имеет явных преимуществ перед установкой петля-петля. Это связано в первую очередь с

высоким уровнем шума в приемной линии, что не позволяет измерять сигнал становления поля в линии с такой же точностью, как и в петле. Также отметим тот факт, что геоэлектрический разрез в исследованном районе не позволяет эффективно применить дифференциальную трансформанту из-за отсутствия в разрезе непроводящего основания. В дальнейшем предполагается проведение измерений с использованием установки петля-линия в других типах геоэлектрических разрезов, которые позволят более полно использовать возможности этого типа установки для изучения геоэлектрического строения разреза. Очевидно, что использование площадных систем наблюдения на основе установок петля-линия и петля-петля даст возможность построения трехмерных геоэлектрических моделей сред.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Эпов М.И. Связь частотной дисперсии электромагнитных параметров и пространственной неоднородности с высоким разрешением в электроразведке / М.И. Эпов, Е.Ю. Антонов, Е.В. Павлов // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45, №6. – С. 742–751.

© Е.В. Павлов, 2007

УДК 550.83

Е.Ю. Антонов, А.Н. Шеин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск

РАЗДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТА СТАНОВЛЕНИЯ И ЯВЛЕНИЯ ВЫЗВАННОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ ПРИ ЗОНДИРОВАНИИ ПОЛЯРИЗУЮЩИХСЯ СРЕД МЕТОДОМ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ

Регистрируемый сигнал метода переходных процессов (МПП) часто искажен влиянием вызванной поляризации (ВП). ВП представляет собой сложные процессы, возникающие при прохождении через среду электрического тока. Из множества способов учета данного явления [1–10] в практике математического моделирования возобладал феноменологический подход, основанный на решении краевых задач для уравнений Максвелла с частотно-зависимыми параметрами удельного сопротивления среды. Для функционального описания низкочастотной дисперсии удельного сопротивления широко используется модель Коул-Коул:

$$\rho(\omega) = \rho_0 \left[1 - \eta \left(1 - \frac{1}{1 + (i\omega\tau)^c} \right) \right].$$

Здесь η – поляризуемость, ρ_0 – удельные сопротивления среды на постоянном токе, τ – постоянная времени релаксации, c – параметр частотной зависимости, i – мнимая единица. Таким образом, количество параметров, определяющих решение прямой задачи в горизонтально-слоистой среде, возрастает в каждом слое с двух (ρ, h) до пяти (ρ, η, τ, c, h) . Это приводит к расширению области эквивалентности, поэтому при решении обратной задачи в

поляризующихся средах чрезвычайно актуальна задача разделения эффектов становления и ВП.

В настоящей работе мы рассматриваем поведение нестационарного электрического поля. Источник – горизонтальная электрическая линия (ГЭЛ), приемник – параллельная источнику ГЭЛ. Выбору такой измерительной системы предшествовало моделирование площадных измерений всех компонент электрического и магнитного полей, возбуждаемых в слоистой поляризующейся среде электрической линией. Моделирование проводилось с целью выяснить чувствительность к ВП каждой из составляющих векторов электрического и магнитного полей, а также характерные особенности распределения сигналов на дневной поверхности. В результате исследования было установлено, что компоненты магнитного поля слабо чувствительны к ВП. Все электрические компоненты обладают чувствительностью к поляризации среды, причем наибольшей обладает компонента параллельная источнику.

На рис. 1 представлены изолинии поля на фиксированной временной задержке 20 мс, среда – поляризующееся полупространство с параметрами:

$$\rho = 200. \text{ Ом} \cdot \text{ м}, \eta = 0.05, \tau = 0.1 \text{ с}, c = 0.5.$$

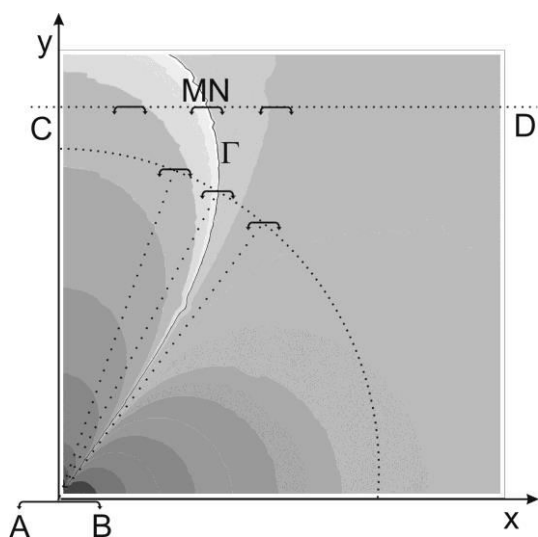


Рис. 1. Изолинии компоненты E_x для поляризующегося полупространства

В центре системы координат расположен источник AB , приемные линии – MN . Расчеты для различных моделей поляризующихся слоистых сред показали, что сигналы, измеряемые избранной нами установкой, обладают характерной особенностью: на карте изолиний для поздних времен становления поля всегда присутствуют две области, соответствующие положительным и отрицательным значениям сигналов. Кроме этого было установлено интересное свойство сигнала – граница Γ отрицательных и положительных значений сигнала проходит через точки пространства, где влияние вызванной поляризации ослаблено. Благодаря чему, в значительной мере, удастся разделить

эффекты ВП и становления. Это позволяет интерпретировать данные зондирования МПП вблизи границы Γ в рамках проводящей горизонтально-слоистой модели. Наша задача состоит в том, чтобы показать эффективные способы поиска этой линии раздела, что возможно осуществить двумя способами.

1. Решить следующую задачу: для фиксированного разноса установки $AB - MN$ варьируем угол направления от источника на приемник и минимизируем функционал следующего вида:

$$\Phi(r, \varphi) = \left[\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N \left(\frac{f(m(0), r, \varphi) - f(m(\omega), r, \varphi)}{f(m(0), r, \varphi)} \right)^2 \right]^{1/2}.$$

Здесь (r, φ) – полярные координаты точки измерения, $f(m(0), r, \varphi)$, $f(m(\omega), r, \varphi)$ – нестационарные отклики для моделей, соответственно: $m(0)$ – слоистой среды без ВП, $m(\omega)$ – слоистой поляризуемой среды. Решением задачи будет функция: $\varphi_{\Gamma}(r) = \min_{\varphi \in \left[0, \frac{\pi}{2}\right]} \Phi(r, \varphi)$.

2. Приемная линия перемещается параллельно питающей при фиксированном значении ординаты, линия CD , рис. 1. Минимизируемый функционал запишется в виде:

$$\Phi(x, y) = \left[\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N \left(\frac{f(m(0), x, y) - f(m(\omega), x, y)}{f(m(0), x, y)} \right)^2 \right]^{1/2},$$

здесь (x, y) – декартовы координаты центра приемной линии. Решением задачи являются координаты точки пересечения центра приемной линии MN и границы (Γ) областей качественно различных сигналов: $x_{\Gamma}(y) = \min_{x \in [0, \infty)} \Phi(x, y)$.

Математически эти задачи эквивалентны. С точки зрения технологии измерений второй способ предпочтительнее. Очевидно, что разметить одиночный профиль легче, чем выполнять азимутальное перемещение приемной линии при каждом измерении, выверяя положение с необходимой точностью.

Рассмотрим модель поляризуемого полупространства (рис. 1). Результаты моделирования показали, что положение границ Γ ослабления ВП слабо зависят от изменения параметров Коул-Коул. Исключением является показатель степени, с приближением которого к единице, сильно меняется вид сигнала. Однако значения s близкие к 1 можно не рассматривать, так как (Peltton, 1978) для гальванических зондирований интервал изменения показателя степени составляет $-0.2 \div 0.6$.

При рассмотрении двухслойной модели: поляризуемого полупространства, перекрытого проводящими слоями различной мощности, появляется зависимость от мощности перекрывающего слоя. Поведение границы Γ легче анализировать на поздних временах становления. В модели поляризуемого полупространства граница раздела областей Γ начинается в точке положения источника (рис. 1). В случае погруженного поляризуемого слоя, граница раздела областей не сходится к источнику. Вокруг него появляется область, ширина которой зависит от мощности и проводимости перекрывающего слоя (рис. 2).

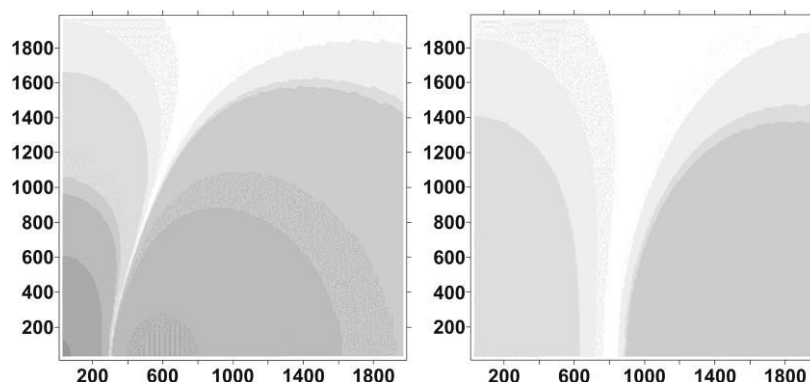


Рис. 2. Изолинии сигнала для двухслойной модели среды. Слева – мощность перекрывающего слоя 250м, справа – 750 м

Результаты моделирования подтверждены полевыми измерениями. Первый эксперимент был проведен на глиняном карьере. Установка: источник – ГЭЛ (100м), приемник – ГЭЛ (50м), расстояние между центрами – 80м. Измерения проводились для фиксированного разноса, трех положений приемника (20° и 45°), источник и приемник параллельны. На рис 3. представлены измеренные переходные характеристики, и средняя кривая.

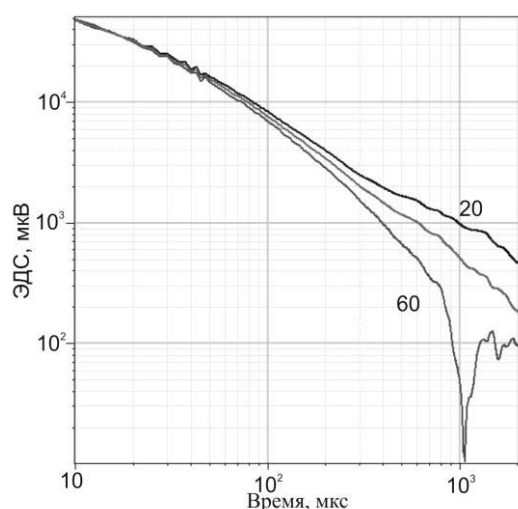


Рис. 3. Измерения на полигоне "Глиняный карьер"

В результате интерпретации средней кривой была определена модель неполяризующейся среды. Далее проводилась совместная инверсия данных, измеренных при азимутальных углах 20° и 45° . В итоге была получена общая для всех данных модель – табл. 1. Как выяснилось, угол наименьшей чувствительности к ВП равен 31° . Данный результат хорошо согласуется с выбором

среднеарифметической кривой в качестве стартовой для выбора проводящей модели. Следует заметить, что в неполяризующейся среде ошибка в задании азимутального угла на приемную линию и нарушение параллельности питающей и приемной линий не приводит к существенным ошибкам при восстановлении модели геоэлектрического разреза. Отклонение на 5 и 10 градусов от положенного угла дает относительное отклонение сигналов, не превышающее 5 %.

Таблица 1

	ρ , Ом·м	Мощность, м	η	τ , мс	с
	41.5	22.			
	10.2	52.5	0.098	8.7	0.64
	1700.	∞			

Второй полевой эксперимент был выполнен на геомагнитном полигоне возле п. Верх-Ирмень Новосибирской обл., установкой: источник – ГЭЛ (100 м), приемник – параллельная источнику, ГЭЛ (50м), разнос – 75 м. Измерения проводились для фиксированного разноса, с полярными углами в интервале от 25° до 45°. На рис. 4 приведены полевые кривые. Измерения показали, что в данном месте установка имеет наименьшую чувствительность к ВП в промежутке между 28° и 29°. После выбора проводящей модели было установлено, что в разрезе присутствуют два поляризующихся слоя. Итоговая модель представлена в табл. 2.

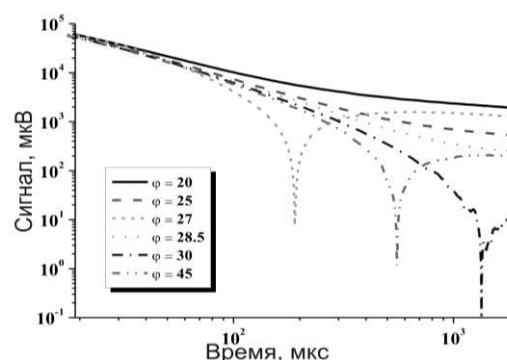


Рис. 4. Полевые измерения на полигоне (п. Верх-Ирмень, Новосибирская область)

Таблица 2

№	ρ , Ом·м	Мощность, м	η	τ , мс	с
1	81.4	27.	0.03	9.2	0.65
2	107.	25.			
3	126.	28.	0.15	7.6	0.65
4	4500.	∞			

Результаты и выводы:

– Хотя положение границы ослабленного влияния ВП для различных моделей среды различается, но принципиально важно существование точек пространства независимых от поляризации.

– Для поиска точки ослабления влияния ВП наиболее технологичным является перемещение приемной линии (либо переноса одного из электродов для смещения центра приемной линии без переноса всей линии) по профилю параллельному источнику, исходя из качественного вида переходных характеристик. Полевые эксперименты подтверждают локализацию искомых углов в области 25–50 градусов.

—

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Агеев В.В. Влияние поляризуемости горных пород на результаты электромагнитных зондирований / В.В. Агеев, Б.С. Светов // Физика Земли. – 1999. – № 1. – С. 19-27.

2. Геннадиник Б.И. О природе явления вызванной поляризации в ионопроводящих породах / Б.И. Геннадиник // Изв. вузов. Геология и разведка. – 1967. – № 12. – С. 110-117.
3. Губатенко В.П. Эффект Максвелла-Вагнера в электроразведке / В.П. Губатенко // Изв. АН СССР. Физика Земли. – 1991. – № 4. – С. 88-98.
4. Комаров В.А. Электроразведка методом вызванной поляризации / В.А. Комаров. – Л.: Наука, 1972. – 342 с.
5. Кормильцев В.В. Переходные процессы при вызванной поляризации: Теория и применение в геофизике / В.В. Кормильцев. – М.: Наука, 1980. – 112 с.
6. Светов Б.С. О частотной дисперсии электрических свойств среды / Б.С. Светов // Изв. АН СССР. Физика Земли. – 1992. – № 4. – С. 62-70.
7. Светов Б.С. Поляризуемость горных пород и феномен высокоразрешающей электроразведки / Б.С. Светов, В.В. Агеев, Н.А. Лебедева // Геофизика. – 1996. – № 4. – С. 42-52.
8. Постельников А.Ф. О природе и механизме образования вызванной поляризации на образцах электропроводящих горных пород / А.Ф. Постельников // Тр. Центрального научно-исследоват. горноразведыват. ин. – М.: Недра, 1964. – Вып. 59. – С. 153-164.
9. Шейнманн С.М. Современные физические основы теории электроразведки / С.М. Шейнманн. – М., Недра, 1968. – 221 с.
10. Pelton W.H., Ward S.H., Hallof P.G., Still W.R., Nelson P.H. Mineral discrimination and removal inductive coupling with multifrequency IP. Geophysics, vol. 43, NO3 (April 1978).

© Е.Ю. Антонов, А.Н. Шеин, 2007

УДК 621.3.087

А.Ф. Серов, А.Д. Назаров

ИТ СО РАН, Новосибирск

М.В. Бодров

СГГА, Новосибирск

АППАРАТУРА И АЛГОРИТМ ДЛЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО КОНТРОЛЯ НЕФТЕДОБЫЧИ У СКВАЖИНЫ

Аннотация

Добыча углеводородного топлива связана с подъемом на поверхность многих полезных и вредных веществ. В этой связи при организации учета объема природопользования возникает актуальная задача непрерывного автоматизированного измерения объема добываемой нефти и сопутствующих ей воды, газа и других компонент.

Ряд фирм (ОЗНА, "AGAR CORPORATION", "Schlumberger" и др.) предлагают передвижные или стационарные измерительные комплексы, отвечающие ряду требований. Но все они имеют значительные габариты, вес и стоимость, что не позволяет широко применять эти комплексы на скважинах с дебетом ~ (50–100) тонн в сутки. В данной работе представлен опыт разработки основных элементов измерительного комплекса – многофазного расходомера и поточного влагомера. Измерительный комплекс предназначен для измерения расхода нефти, воды и газа в многофазной среде с различной структурой потока газожидкостной смеси без предварительного ее сепарирования. Подобная система может применяться на станциях подготовки нефти и на нефтяных

скважинах для оперативного учета и автоматического регулирования режимов работы глубинных насосов.

Объект контроля

Для выполнения в режиме реального времени непрерывных измерений фракционного состава и фазовых дебитов нефте-водо-газовых потоков скважины в измерительный комплекс должна входить аппаратура, осуществляющая измерение объема и массы нефти, воды, газа. Большинство методов оценки состава, свойств и качества смеси стандартизовано. Тот или иной метод анализа дает надежные результаты только тогда, когда его проводят в установленных стандартами условиях. Требования к автоматизированным системам регистрации основных параметров смеси у скважины имеют свою специфику и в большой степени диктуются составом и технологией управления подъемом смеси и полевыми условиями [1].

Известно, что в пластовых условиях в нефти всегда растворено некоторое количество газа, имеющего в своем составе, кроме углеводородов, и неуглеводородные газы – азот, углекислый газ и др. Азот, как примесь безвредная и инертная, почти не контролируется анализами. Его содержание в нефтях обычно не превышает 1,7 %.

Одним из значительных компонентов нефти являются твердые метановые углеводороды (парафины), содержание которых может достигать 15–20 %. (Панов и др., 1986). Но во многих нефтях Западной Сибири (усть-балыкская, западно-сургутская и самотлорская и др.) содержание парафина не превышает 4 % (А.А. Зубайдуллин).

Еще один не углеводородный компонент сырой нефти – минерализованные пластовые воды. Состав пластовых вод, которые извлекаются вместе с нефтью, концентрация в них солей и соотношения ионов, а соответственно, и степень их экологической опасности разнообразны. Основные группы вод – хлоридно-натриевые (преобладающие) и хлоридно-кальциевые. Все воды нефтяных месторождений высоко минерализованы. Выделяются рассолы (выше 100 г/л) и соленые воды (10–50 г/л). Для нефтяных вод характерно повышенное содержание галогенов (Cl, Br, J), а также бора, бария, стронция, а в ряде случаев -двухвалентного железа и сероводорода (Батоян, 1983). При этом даже в пределах одного бассейна состав пластовых вод достаточно разнообразен. Пластовые воды, отделяющиеся от добываемой нефти в процессе ее первичной подготовки, составляют основные объемы сточных вод промыслов – около 82–84 % (Панов и др., 1986). По мере увеличения срока эксплуатации промыслов объем сточных вод непрерывно растет, а их минерализация падает.

Расходомер двухфазной жидкости «Кварта»

В Институте теплофизики СО РАН традиционно ведутся работы по исследованию физики многофазных потоков (гидродинамика течений, тепломассообмен, вязкость и др.) [2, 3, 4]. Анализ требований к измерительному комплексу позволил определить состав расходомера двухфазной смеси (нефть –

вода) и выбрать методы определения основных параметров смеси: объемный расход смеси и процентное содержание влаги в смеси. На рис. 1 приведена схема расходомера. Расход смеси вычисляется по данным о перепаде давления на особом сужающем устройстве, скорости потока, температуре и плотности смеси. Концентрация влаги определяется поточным влагомером и позволяет определить объем добытой пластовой воды.

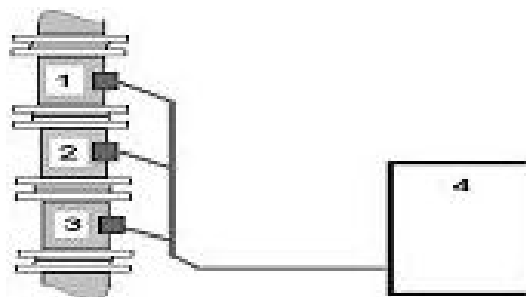


Рис.1. Схема расходомера двухфазной жидкости

1 – расходомер на основе сужающего устройства, 2 – влагомер, 3 – ультразвуковой измеритель скорости, 4 – микропроцессорный блок обработки данных

Окончательные вычисления с применением данных о плотности воды и нефти, калибровочных параметров по обезвоженной нефти, пластовой воде данной скважины позволяют получить данные о массе добытой нефти. Для вычисления массы полученной нефти применен аддитивный алгоритм. Он базируется на избыточном объеме данных, что позволяет восстанавливать недостоверные данные по отдельным параметрам.

Влагомер «Кварта»

Вопросам измерения важных параметров нефти и нефтепродуктов, в частности, влажности посвящено незначительное количество публикаций. Обзорная статья по средствам измерения влажности нефти и нефтепродуктов была опубликована в начале 1999 года [5]. В ней обсуждаются проблемы измерений влажности нефти электро-гидродинамическим, ультразвуковым, диэлькометрическим и радиоволновым методами и показано, что наибольшее перспективным является радиоволновый метод.

Радиоволновый метод влагомера «Кварта» определения количества воды в объеме смеси основан на физическом эффекте различного поглощения СВЧ энергии водой и нефтью в зондируемом объеме смеси. Это различие связано с парамагнитными явлениями и различной диэлектрической проницаемостью нефти ($\epsilon_{\text{нефти}} = 2-4$) и воды ($\epsilon_{\text{воды}} = 80$). В зависимости от организации зоны взаимодействия СВЧ сигнала со смесью можно выделить два типа влагомеров: лучевой и зондовый (рис. 2).

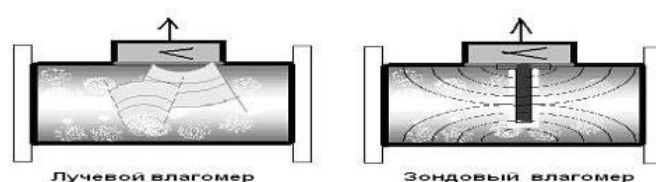


Рис.2. Лучевой и зондовый влагомеры

Структурная схема зондового влагомера приведена на рис. 3. В измерительной секции трубопровода (13) перпендикулярно потоку расположен закрытый фторопластовой оболочкой микроволновый зонд (5) дипольного типа. К сенсору через согласующее устройство (4) от усилителя мощности (3) и генератора (2) подводится СВЧ сигнал с частотой 430 мГц.

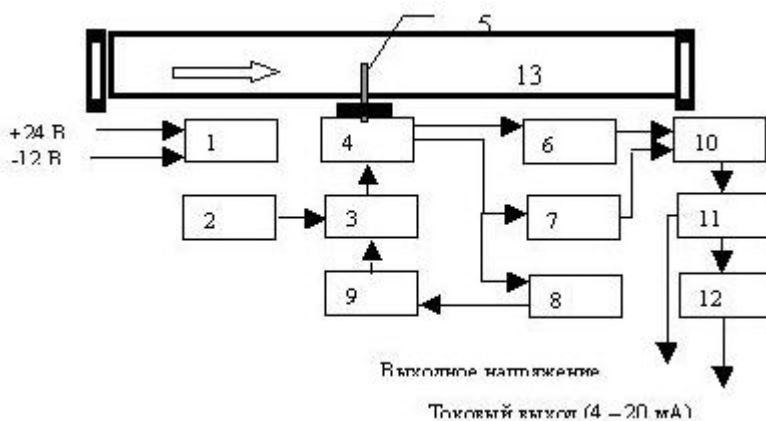


Рис. 3. Структурная схема влагомера «Кварта»

Сигнал, пропорциональный количеству влаги в районе зонда, получаем на выходе сумматора (10), на входы которого поступает сигнал с согласующего устройства (6, 7). Для поддержания выходного напряжения СВЧ генератора на постоянном уровне в схему введена цепь АРУ, (8, 9). Прибор имеет аналоговый выход по напряжению (0 – 10 В) (11) и току (4–20 мА) (12). Питание влагомера осуществляется напряжением постоянного тока: +24 В, 0,1 А и – 12 В, 0,05 А.

Было изготовлено и испытано несколько типоразмеров влагомера «Кварта». На рис. 4 приведены фотографии электронного блока и «катушки» измерительной секции влагомера.



Рис. 4. Влагомер «Кварта -100» и микропроцессорный контроллер

Тарировка и погрешности

Одним из обязательных мероприятий, допускающих измерительный прибор к эксплуатации, является его тарировка. Влагомер предназначен для измерений влажности нефти в диапазоне от 0 до 100 % с абсолютной погрешностью $\pm 2,5$ % в диапазоне $W \leq 50$ % (прямая эмульсия типа "вода в нефти") и ± 5 % для значений влажности в диапазоне $W > 50$ % (обратная эмульсия типа "нефть в воде").

Разработанная многофазная измерительная система «Кварта» и входящий в неё влагомер «Кварта» не требуют предварительных данных о свойствах газожидкостной смеси, таких как скорость потока, плотность, вязкость и ее солесодержание, так как методика тарировки позволяет влияние всех перечисленных свойств смеси учесть в суммарной погрешности измерительной системы. Тарировка влагомера выполняется перед эксплуатацией на скважине поднятой нефтью и пластовой водой.

Калибровка выполнялась на автоматизированном стенде ИТ СО РАН с двухфазной трехкомпонентной смесью: воздух – вода – минеральной масло или нефть (рис. 5) .

На первом этапе тарировка велась на чистой нефти или подтоварной воде с действующей скважины. Смесь формировалась в рабочем объеме 2 500 мл измерительной секции.

Показания влагомера регистрировались по четырем каналам:

- Напряжение СВЧ генератора (детектор 2);
- Напряжение на зонде (детектор 1);
- Точковый выходной сигнал (токовый вых.);
- Температура смеси.

Автоматизированная система сбора данных была построена на АЦП типа ADCU14-8D и ПЭВМ типа IBMPC.

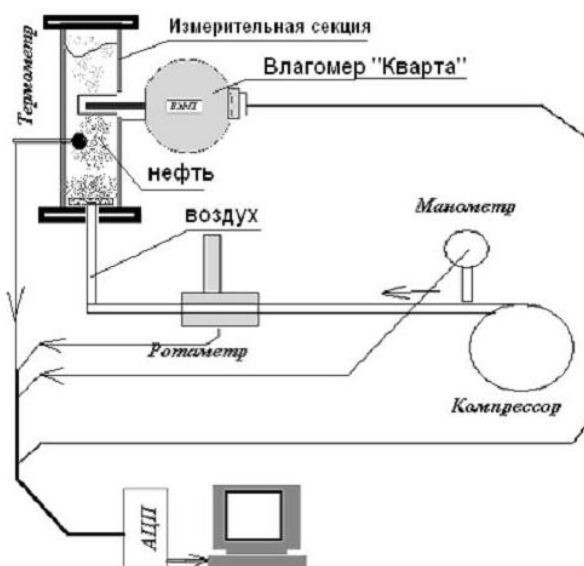


Рис.5. Автоматизированный стенд калибровки влагомера

На втором этапе для интенсивного перемешивания включался барботаж и регистрировались показания влагомера для смеси нефть – воздух или вода – воздух. Расход воздуха регистрировался ротаметром и манометром, температура смеси – термосопротивлением типа P1500.

На третьем этапе регистрировалось изменение выходного сигнала при внесении в смесь заданных порций третьей компоненты (воды или нефти).

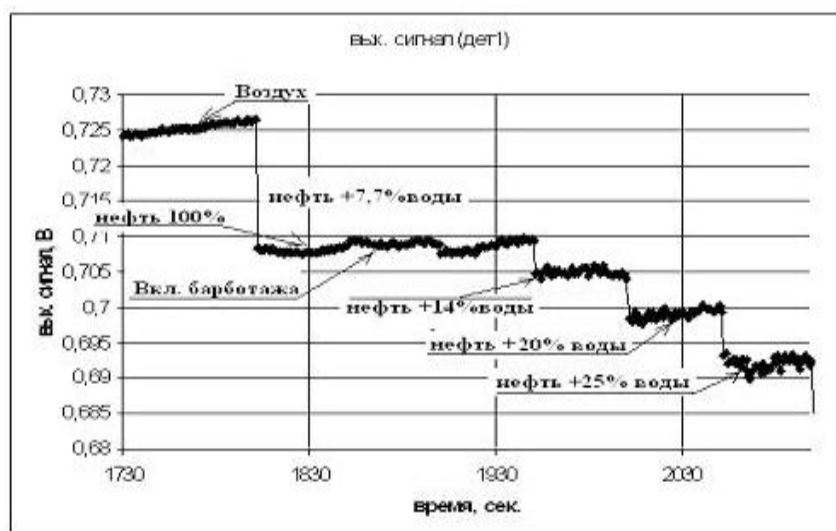


Рис.6. График изменения сигнала влагомера

В результате обработки сигнала было установлено, что градуировочная характеристика для влагомера «Кварта – 100» близка к прямолинейной зависимости (табл. 1, рис. 7):

$$y = 0,001x + 0,7191,$$

y – выходной сигнал влагомера;

x – процент содержания влаги в нефти.

Таблица 1

нефть	вода, %	Сигнал, В	Темп, гр. С
1200	0	0,721	21,65
1200	7,7	0,708	23,56
1200	14,3	0,705	23,54
1200	20	0,701	23,43
1200	25	0,692	23,47
1200	29,4	0,686	23,47
500	70,5	0,649	22,39
400	75	0,644	22,45
300	80	0,634	22,4
200	85,7	0,629	22,41
100	92,3	0,625	22,37
0	100	0,610	23,87

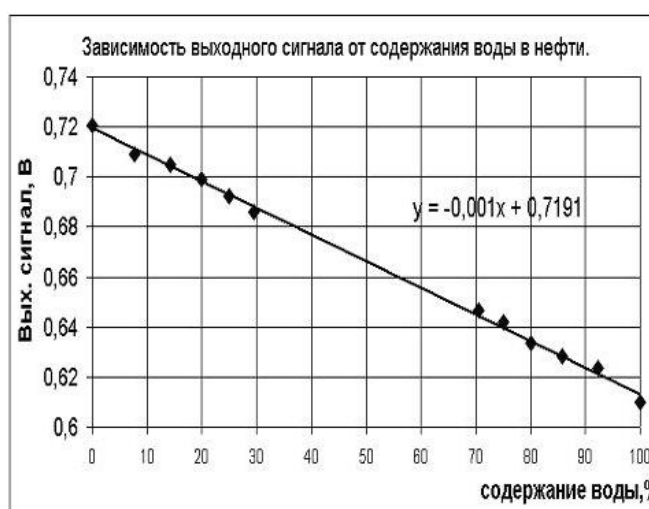


Рис. 7. Зависимость выходного сигнала от содержания влаги

Анализ показаний влагомера показывает, что абсолютная погрешность в диапазоне $W \leq 50 \%$ не превышала $\pm 2,5 \%$ и для значений влажности в диапазоне $W \geq 50 \%$ не превышала $\pm 5 \%$.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Измерения количества и качества нефти и нефтепродуктов при сборе, транспортировке, переработке и коммерческом учете / Н.И. Ханов и др. – СПб.: Изд-во СПб. гос. ун-та экономики и финансов, 2000. – 269 с.
2. A.N. Pavlenko, N.I. Pecherkin, V.Yu. Chekhovich, V.E. Zhukov, S. Sunder, P. Houghton, A.F. Serov, A.D. Nazarov// Large industrial-scale model of structured packing distillation column / Journal of engineering thermophysics, Vol. 13, No.1, 2005, P. 1–18.
3. Измерение волновых характеристик неизотермической пленки жидкости емкостным методом / Е.А. Чиннов и др. // Теплофизика и аэромеханика. – 2004. – Т. 11, № 3. – С. 421–426.
4. Экспериментальное исследование осаждения капель жидкости на стенки канала из пристенных газокapельных струй / В.И. Терехов и др. // ТВТ. – 2003. – № 5. – С.726-733.
5. Фетисов В.С. Средства измерения влажности нефти: современное состояние, проблемы и перспективы (Обзор) / В.С. Фетисов // Датчики и системы. – 2000. – №3. – С. 33-38.

© А.Ф. Серов, А.Д. Назаров, М.В. Бодров, 2007

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ИНКЛИНОМЕТРИЧЕСКОГО МЕТОДА ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА СДВИЖЕНИЯМИ ЗАКЛАДОЧНОГО МАССИВА ПРИ ПОДЗЕМНОЙ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Защита горных выработок от прорыва воды при ведении горных работ под водными объектами или водоносными горизонтами осуществляется путем оставления предохранительных целиков. Инструментальный контроль за деформациями оставленных целиков является единственным надежным средством обеспечения безопасности отработки месторождений и предотвращения угрозы затопления горных выработок.

Одним из основных параметров, характеризующих процесс сдвижения подрабатываемой толщи горных пород, является величина вертикальных смещений (осадок) массива.

При слоевой системе разработки с нисходящим порядком выемки запасов и применением твердеющей закладкой искусственный массив является упором для оставленного предохранительного целика. Его состояние будет существенным образом зависеть от прогиба нижележащих слоев закладки.

Прогнозировать расчетными методами поведение блочных сред с неучтенными границами (вследствие технологических недозакладов) и существенными колебаниями механических свойств закладки практически невозможно. Достоверная информация по параметрам сдвижения может быть получена только натурными методами наблюдений.

В качестве одного из методов контроля вертикальных смещений (осадок) массива предлагается использовать метод скважинной инклинометрии. Наблюдения за прогибами подрабатываемой толщи пород и закладки осуществились по субгоризонтальным скважинам, выбуренного в толще закладочного массива, являющегося упором сформированного предохранительного целика под водоносным горизонтом рудника «Интернациональный». Наблюдательная скважина Ø 168 мм была пробурена до центральной части трубки и обсажена полиэтиленовой трубой Ø 110 мм с цементацией затрубного пространства. Использование обсадной трубы позволяет проводить более точные измерения в режиме мониторинга прогибов скважины, вызванных отработкой нижележащих запасов.

Для измерения углов наклона обсадной трубы (скважины) разработан опытный образец малогабаритного скважинного зонда, выполненного на основе двух перпендикулярно расположенных датчиков углов наклонов – инклинометров.

Первый датчик, установленный в плоскости продольной оси измерительного зонда, является основным измерительным элементом, обеспечивающим контроль углов наклона обсадной трубы в вертикальной плоскости. Второй расположен ортогонально первому и используется для установки зонда в вертикальной плоскости.

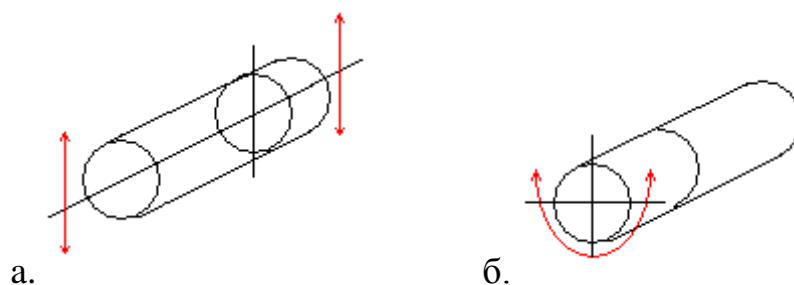


Рис. 1. Схема измерения углов наклона инклинометра в измерительной скважине (а – датчик измерения угла наклона скважины; б – датчик установки зонда в вертикальной плоскости)

Основные технические характеристики примененных датчиков ДК1-А отечественного производства удовлетворяют точностным и эксплуатационным требованиям при проведении экспериментов в шахтных условиях.

В частности:

- Диапазон измерения $\pm 45^{\circ}$;
- Линейность характеристики $\leq 0,02\%$;
- Рабочий диапазон температур $-40^{\circ}\text{C} \div +60^{\circ}\text{C}$;
- Макс. габариты 60мм.

Сигналы от датчиков поступают на устройство преобразования аналоговых сигналов и передачи данных в цифровом виде по каналу в персональный переносной компьютер (notebook).



Рис. 2. Блок – схема измерительного комплекса

Для питания датчиков и измерительной станции используется встроенный аккумулятор, обеспечивающий автономный режим работы без подзарядки в течение до 10 часов. Управление процессом измерения производится программно, а основные характеристики отображаются на экране дисплея.

Использование малогабаритной конструкции инклинометрического зонда (база измерения угла наклона – 130 мм) позволяет более точно определять изменение профиля и зон локализации деформаций в контролируемых скважинах.

Принят следующий порядок проведения измерений.

1. После подключения зонда к измерительной станции, а ее к компьютеру, зонд вставляется в обсадную трубу. Продвигается дальше путем наращивания досылочной трубы $\varnothing 20$ мм.

2. Производится первый замер угла наклона при вертикальном положении инклинометрического зонда на устье скважины.

3. Через одинаковые интервалы программно снимаются и записываются в файл значения вертикальных углов в «прямом» (от устья к забою скважины), а затем в «обратном» направлениях.

4. Результаты измерений и их обработка представляются в табличной и графической форме и выполняются в MS Excel.

В качестве иллюстрации результатов измерений на рис. 3. приведены значения углов наклона обсадной трубы при перемещении зонда через установленные интервалы в прямом и обратном направлениях по измерительной скважине рудника «Интернациональный» длиной 46 м. На графике также отображена разность углов наклона между перемещениями «прямо» и «обратно».

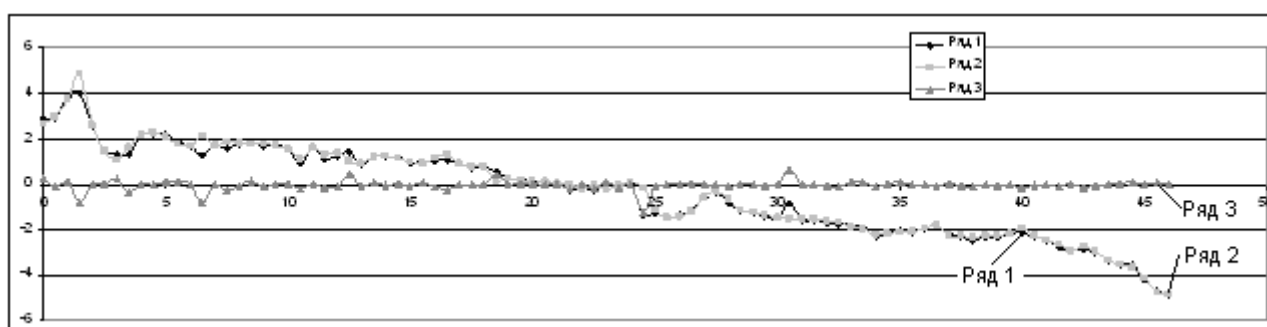


Рис. 3. Углы наклона обсадной трубы:

Ряд 1 – при движении зонда прямо (на забой скважины)

Ряд 2 – при движении зонда обратно (к устью скважины)

Ряд 3 – разность углов

Среднее квадратическое отклонение между циклами по всем контрольным точкам составило 6,6 минуты.

Расчет вертикальных отметок (h_n) профиля скважины на расстоянии x_n от устья по дискретному накоплению данных об углах наклона обсадной трубы определяется с помощью интегрирования по формуле:

$$h_n = \int_{x_0}^{x_n} v(x) dx.$$

Периодичность повторных циклов измерений в процессе ведения горных работ определяется интенсивностью процесса сдвижений, оценить который можно по разности двух смежных циклов. На рис. 4. показаны графики вычислений высотных отметок (профиля контура скважины) контролируемой скважины по трем циклам.

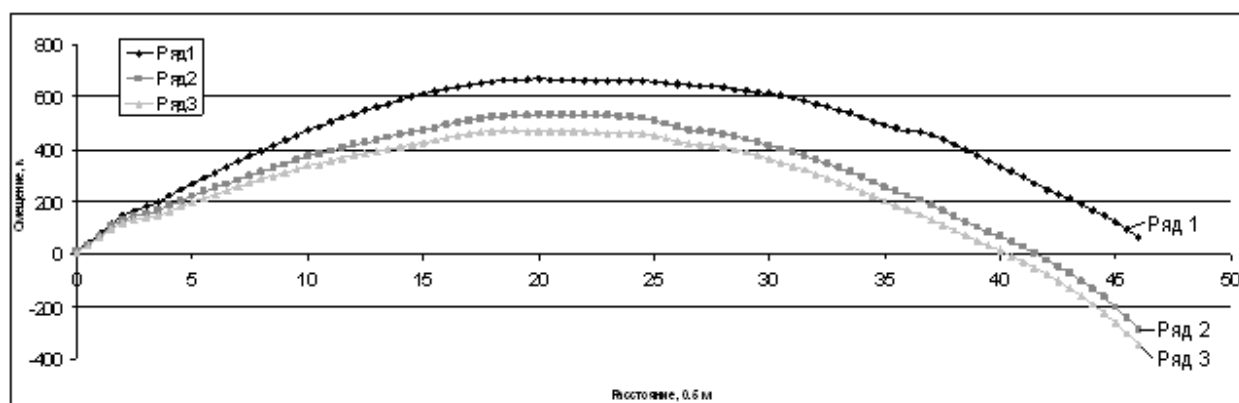


Рис. 4. Вертикальная отметка (h) измерительной скважины при ее подработке:

Ряд 1 – 13.09.2006 – исходный профиль скважины (начальный отчет)

Ряд 2 – 10.11.2006

Ряд 3 – 09.12.2006

На рис. 5. приведены графики вертикальных осадок скважины относительно ее исходного положения, вызванного деформациями закладочного массива вследствие его подработки.

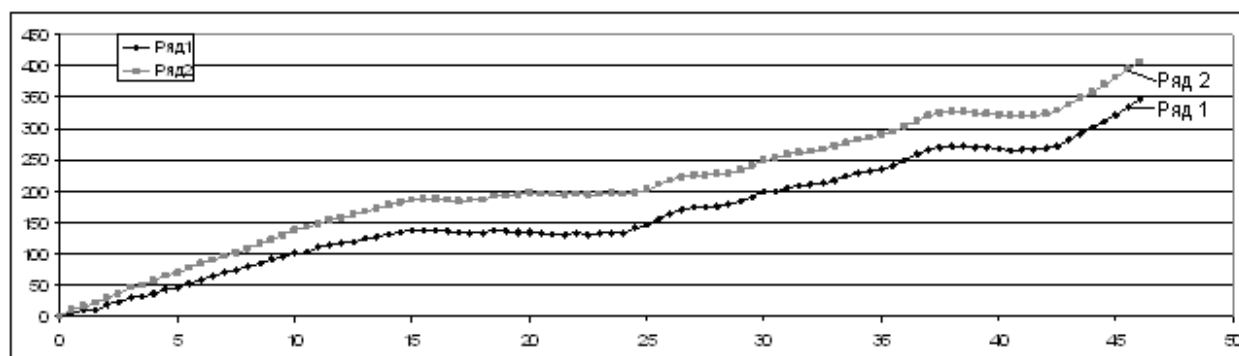


Рис. 5. Вертикальные смещения (U) измерительной скважины при ее подработке относительно исходного значения (13.09.2006):

Ряд 1 – 10.11.2006

Ряд 2 – 09.12.2006

Проведенные испытания опытного варианта малогабаритного инклинометрического зонда в шахтных условиях свидетельствует об эффективности его использования для контроля параметров процесса сдвижений массива, вызванных его подработкой.

Полученные результаты позволяют на данном этапе исследований оценить точность определения угла наклона – 6,6 минут. Такая точность измерений углов обеспечивает погрешность оценки вертикальных смещений скважины на удалении 50 м от устья не более 10 см, что вполне приемлемо для контроля сдвижений закладочного массива.

ОБ УЧЕТЕ АНИЗОТРОПИИ ПРОЧНОСТИ ТРЕЩИНОВАТОГО МАССИВА (НА ПРИМЕРЕ ШАХТЫ «МОЛОДЕЖНАЯ» ДОНСКОГО ГОКА)

Реферат: При анализе расчетных коэффициентов k_{co} структурного ослабления массива по отдельным системам трещин шахты Молодежная Донского ГОКа сделан вывод о том, что величина k_{co} зависит от направления проведения выработок, а точнее, от ориентировки их оси относительно систем трещин и направления главных напряжений в массиве.

Одна из проблем, влияющих на эффективность подземной разработки месторождений, – проблема поддержания в устойчивом состоянии горных выработок в течение всего срока их службы. Особенно остро она встает в неустойчивых породах и там, где напряжения в массиве сравнимы с его прочностью: на больших глубинах, в зонах влияния очистных работ и тектонических нарушений.

Горно-геологические и горнотехнические условия шахты «Молодежная» Донского горно-обогатительного комбината уникальны по своей сложности: вследствие высокой степени естественной нарушенности пород и действия тектонических сил, – напряжения в массиве зачастую превышают его прочность. С одной стороны, это позволяет использовать систему разработки с самообрушением руды [1], но с другой, – возникает серьезная проблема поддержания в рабочем состоянии подготовительных и капитальных выработок в течение технологически необходимого срока их службы [2].

Системы трещин в массиве и параметры естественного поля напряжений исследовались Институтом горного дела им. Д.А. Кунаева, ИГД УрО РАН, ИГД СО РАН и другими организациями. На основании измерения элементов залегания может быть выделено 7 основных систем трещиноватости. Основные системы трещин по данным наблюдений в горных выработках шахты «Молодежная» приведены в табл.1.

Таблица 1. Основные системы трещин в массиве шахты «Молодежная»

Обозначение	Элементы залегания (средние значения)		
	Азимут простирания, град.	Азимут падения, град.	Угол падения, град.
1	78	168	70
2	354	84	72
3	193	283	50
4	300	30	70
5	155	245	65
6	212	302	80
7	38	128	73

Высокая степень нарушенности пород обусловлена наличием крупных тектонических структур, оперяющих главный Уральский разлом. Общей характерной чертой всех объектов Донского ГОКа является наличие тектонических напряжений в массиве. Величины и направления компонент

главных напряжений в массиве определены для шахты Молодежная специалистами ИГД УрО РАН (Отчет НИР «Создание методики определения нагрузок на крепь стволов, определения напряженного состояния массива, управления горным давлением, разработка мероприятий по сокращению потерь руды на 5%. – Свердловск: ИГД МЧМ СССР, 1990). Они составляют, соответственно: σ_1 –16 МПа; σ_3 – 11 МПа; σ_2 – 14 МПа.

Анизотропию или снижение прочности массива можно оценить через коэффициент k_{co} структурного ослабления, который определяется по методике Ч. Джегера – В.И. Борща-Компанийца [3, 4] для каждой из систем трещин по формуле (1) и для расчета принимается минимальное из значений:

$$k_{co} = \frac{\sigma_1(R_3 \operatorname{tg} \varphi_3 + \tau_{cm})}{\tau_\alpha \left[R_0 + \sigma_2 \operatorname{tg}^2 \left(\frac{\pi}{4} + \frac{\varphi}{2} \right) \right]}, \quad (1)$$

где τ_α – максимальное касательное напряжение по направлению i -й системы трещин, МПа (определяется из (2)).

$$\tau_\alpha = \frac{(\sigma_1 - \sigma_2) \sin 2\alpha}{2}, \quad (2)$$

где α – угол между направлением σ_1 и нормалью к плоскости трещины (σ_1 и σ_2 – квазиглавные напряжения в плоскости расчетного сечения; R_0 – предел прочности при одноосном сжатии в образце, МПа; τ_{ct} – сцепление по трещине, МПа; φ – угол трения породы, град. R_3 – предел прочности при одноосном сжатии заполнителя трещин, МПа; φ_3 – угол трения заполнителя трещины, град.

Следует отметить, что при оценке напряженного состояния массива в расчетном сечении нормальном к оси штрека шахты «Молодежная» ДГОК квазиглавными напряжениями, соответствующими наиболее опасной системе трещин являются σ_1 и σ_2 (рис. 1).

При оценке напряженного состояния массива в расчетном сечении нормальном к оси орта квазиглавными напряжениями, соответствующими наиболее опасной системе трещин будут являться уже σ_2 и σ_3 .

Очевидно (табл. 2), что величина k_{co} существенно зависит от ориентировки трещин относительно направления главных напряжений в массиве, сцепления по трещинам и прочности их заполнителя. Наиболее опасные касательные напряжения для горизонтальных выработок типа ортов возникают по плоскостям трещин, относящихся к 3 системе трещин (табл. 2).

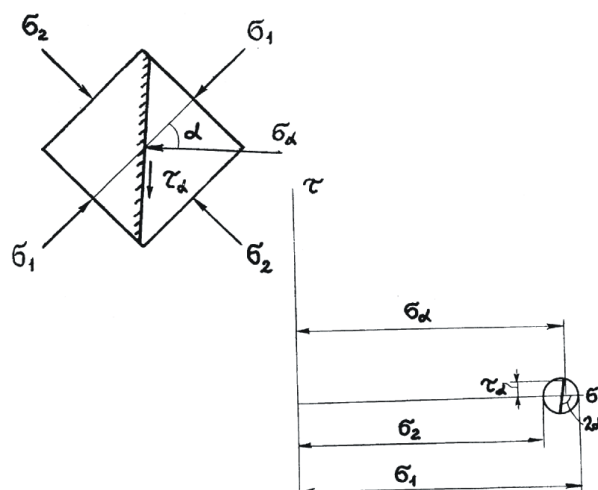


Рис. 1. Напряженное состояние массива в плоскости нормальной к оси штрека шахты «Молодежная» ДГОК и круг Мора, построенные на квазиглавных напряжениях и соответствующий наиболее опасной системе трещин

Таблица 2. Расчетные значения коэффициента структурного ослабления массива для направления проведения ортов на шахте «Молодежная».

№ системы	R_o , МПа	σ_1 , МПа	σ_2 , МПа	σ_3 , МПа	φ , град.	φ_3 , град.	$\tau_{ст}$, МПа	α , град.	R_3 , МПа	τ_α , МПа	k_{co}
1	31	16	14	11	36	26	0,3	66	5	1,11	0,56
2	31	16	14	11	36	26	0,3	36	5	1,43	0,44
3	31	16	14	11	36	26	0,3	43	5	1,50	0,42
4	31	16	14	11	36	26	0,3	56	5	1,39	0,45
5	31	16	14	11	36	26	0,3	65	5	1,15	0,54
6	31	16	14	11	36	26	0,3	73	5	0,84	0,74
7	31	16	14	11	36	26	0,3	68	5	1,04	0,60

В расчетах на прочность следует принимать для этого направления проведения выработок минимальную величину коэффициента структурного ослабления массива из табл. 2 ($k_{co} = 0,42$). Аналогичные расчеты, проведенные для других направлений, показывают (рис. 2), что значения коэффициента структурного ослабления массива образуют эллипсоид с соотношением осей $x : y : z = 0,4 : 0,7 : 0,3$. Ось x ориентирована вкост простирания рудного тела; ось y – по простиранию, а ось z – вертикально.

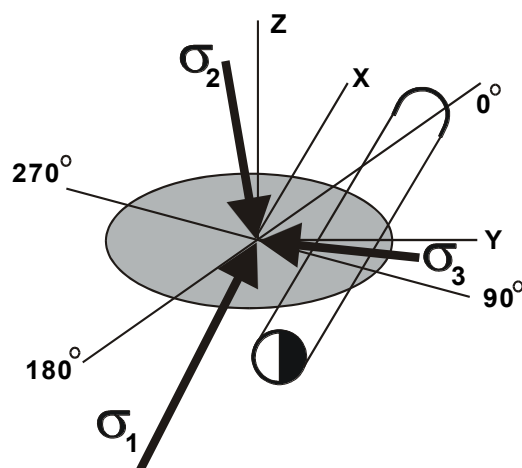


Рис. 2. Ориентировка компонент тензора напряжений в массиве шахты «Молодежная» относительно направления проведения ортов

Совмещение в изометрии направлений действия главных напряжений и эллипсоида значений коэффициента структурного ослабления массива позволяет сделать вывод о том, что наиболее опасным направлением по устойчивости горных выработок в пределах шахты «Молодежная» является вертикальное, а для горизонтальных выработок, соответственно, – северо-западное и юго-восточное направления.

На основании этих расчетов можно сделать рекомендацию для проектирования горных работ: следует отдавать предпочтение проведению капитальных и подготовительных выработок по тем направлениям, где они наиболее устойчивы, – то есть осуществлять штрековую, а не ортовую подготовку к отработке рудных тел месторождения.

Таким образом, на примере шахты «Молодежная» можно сделать основной вывод, что коэффициент k_{co} структурного ослабления массива зависит не только от удельной трещиноватости массива, но и от направления проведения выработок, а точнее, от ориентировки их оси относительно систем трещин и направления главных напряжений в массиве. В наиболее опасных по устойчивости выработок направлениях необходимо усиленное крепление или опережающее упрочнение горных пород, а системы разработки должны выбираться таким образом, чтобы устойчивость выработок была максимальной.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Фетисов В.А. Развитие и совершенствование технологии разработки хромитовых месторождений / В.А.Фетисов, В.С.Болкисев // Горный журнал. – 1992. – № 4. – С. 33-35.
2. Проблемы подземной добычи при разработке хромитовых месторождений / М.М.Аимбетов и др. // Горный журнал. – 2001. – № 11. – С. 25-29.
3. Джегер Ч. Механика горных пород и инженерные сооружения / Ч. Джегер. – М.: Мир, 1975.
4. Оценка влияния трещиноватости на устойчивость массивов горных пород / В.И. Борщ-Компаниец и др. // Горный журнал. – 1980. – № 10.

© В.А. Усков, Д.В. Усков, 2007

ГЕОДИНАМИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ УДАРООПАСНОГО ЖЕЛЕЗОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С применением новейших достижений науки и техники выявлено наличие различных видов и форм движения земной коры. По времени эти движения делятся на вековые (медленные), сейсмические (быстрые) и короткопериодические колебания. Скорости их в различных местах поверхности земной коры неодинаковы. На платформах они составляют несколько миллиметров в год, и редко, когда выражаются в сантиметрах, в орогенических областях в см/год и даже дм/год [1].

Горная Шория и Хакасия в Сибири являются непосредственным продолжением Кузнецкого Алатау. Этот хребет представляет собой один из наиболее крупных отрогов Алтае-Саянской складчатой системы, окаймляющей юго-западную окраину Сибирской платформы. Простираение основной складчатости колеблется от северо-западного в Кузнецком Алатау до Северо-Восточного Горной Шории и Хакасии. Складчатая структура региона усложнена многочисленными разрывными нарушениями. Простираение большинства крупных нарушений совпадает с общим простираением основной складчатости.

Вековые поднятия земной коры происходят под действием сил тектонической природы. Известно также, что этими длиннопериодическими движениями подготавливаются ультра короткопериодические движения – землетрясения, которые характеризуют активность района.

Район Горной Шории лежит в зоне длительно развивающегося глубинного разлома, который является звеном крупнейшего разлома Алтае-Саянской горной области. Эти глубинные разломы являются структурными швами, вдоль которых происходят относительные движения, обособившиеся в процессе исторического развития геосинклинальной области тектонических блоков. Крупнейшими неотектоническими элементами региона являются Алтайское и Восточно-Саяно-Хангайское поднятие.

Анализ сейсмической истории района Горной Шории за период с середины XVIII века по настоящее время показал, что он находится в сейсмоактивной зоне. Последние из зарегистрированных землетрясений здесь располагались в районе реки Кочура (Таштагольский район) и посёлке Бельтир (Кош-Агачский район, республика Горный Алтай) силой 6–10 баллов по шкале Рихтера, где выделены сквозные зоны глубинных разломов Северо-Западного направления.

Железорудные месторождения главным образом контактово-метасоматического происхождения, с крутым (от 60 до 90°) залеганием линзообразных рудных тел. Горизонтальная мощность их колеблется от нескольких метров до 120 м. По падению они прослеживаются на глубину до 1 500 м и более. Свыше 70 % разведанных запасов железных руд сосредоточено

в слепых рудных телах, которые не выходят на земную поверхность или под наносы. Руды и вмещающие породы слаботрещиноваты, в основном устойчивые с коэффициентом крепости 14–16 по шкале профессора Протодяконова. Вмещающий массив представлен сиенитами, скарнами, диоритами, сланцами, гранодиоритами, порфиритами и известняками. Наиболее характерным является Таштагольское месторождение. Глубина очистных работ на Таштагольском месторождении 820 м.

Месторождение отнесено к опасным по горным ударам. С увеличением глубины разработки на месторождении наблюдаются микроудары, горные удары, горно-тектонические удары. Анализ горно-геологических и горнотехнических условий Таштагольского месторождения позволяет сделать следующие выводы: породы, входящие в месторождение, обладают высокой прочностью и характеризуются интенсивным трещинообразованием; вмещающие породы (сиениты, скарны, диориты, порфириты и граниты) обладают высокими упругими свойствами и способностью к хрупкому разрушению. Сочетание этих свойств является одним из условий возникновения горных ударов. Массив характеризуется интенсивным обрушением пород, шелушением, стрелянием и заколообразованием в горных выработках, что является признаками удароопасности в массиве горных пород.

Следует отметить, что земная кора в районе рудных месторождений не является сплошной средой и представляет собой блочную систему с различными размерами структурных блоков. Следовательно, массив горных пород в нетронутом горными работами состоянии имеет сложное строение и неравномерное напряженное состояние.

При районировании Таштагольского месторождения установлено, что разрабатываемые рудные залежи примыкают на севере к Северо-Таштагольскому разлому [2]. Данный участок разлома представляет собой ослабленную зону, которая создает область повышенных напряжений в массиве, что, возможно, является одной из причин повышенной удароопасности месторождения. Проведенные наблюдения и анализ разномасштабных геологических и геофизических съемок, детальной и эксплуатационной разведки, дешифрования аэрокосмоснимков позволили в Кондомском районе выделить 8 порядков разрывных нарушений, определяющих ее сложное блоковое строение: 1 – ограничивающих Кондомскую грабен-синклиналь; 2 – разделяющих железорудные месторождения; 3 – обособляющих группу рудных участков; 4 – выделяющих рудные участки; 5 – ограничивающих рудные тела; 6 – осложняющих морфологию рудных тел; 7 – усложняющих внутреннее строение рудных тел; 8 – обозначающих элементарные блоки в руде и породе. Кондомская грабен-синклиналь ограничена глубинными разломами: с севера северо-запада Кондомским, а с юго-востока Таензинским.

В зонах разломов породы интенсивно раздроблены, рассланцованы и пронизаны большим количеством линейных тел субвулканических порфиров и порфиритов. В современном рельефе наиболее хорошо прослежен Таензинский разлом. По гравиметрическим замерам амплитуда вертикального смещения его

3,6 км. Он круто ($70-80^\circ$) падает на север северо-запад. Кондомский разлом подобен Таензинскому, но падает положе (под углом $50-55^\circ$) на юг юго-восток.

Таштагольское месторождение заключено между двумя фрагментами Северо-Таштагольского разлома (рис. 1). Он обозначен как многоблоковый разлом второго порядка, контролирующий месторождение. Рудное тело месторождения выступает в виде своеобразной перемычки, которую стремится сломать разлом в процессе своего развития. В зоне разломов произошло становление даек микродиоритов и плагиоклазовых порфиритов. Многочисленные материалы по геоморфологии, геологии и геофизике свидетельствуют о том, что это дизъюнктивы древнего заложения и активизированные даже в четвертичное время. Линейные размеры блоков с юга на север в плане 7×8 , $4,5 \times 11$, $9,4 \times 10$ м и более. Обособляющие группу рудных участков разрывные нарушения северо-восточного и северо-западного, реже субширотного простирания. При пересечении они создают блоки от $1,5 \times 1,6$ до $2,0 \times 3,0$ км.

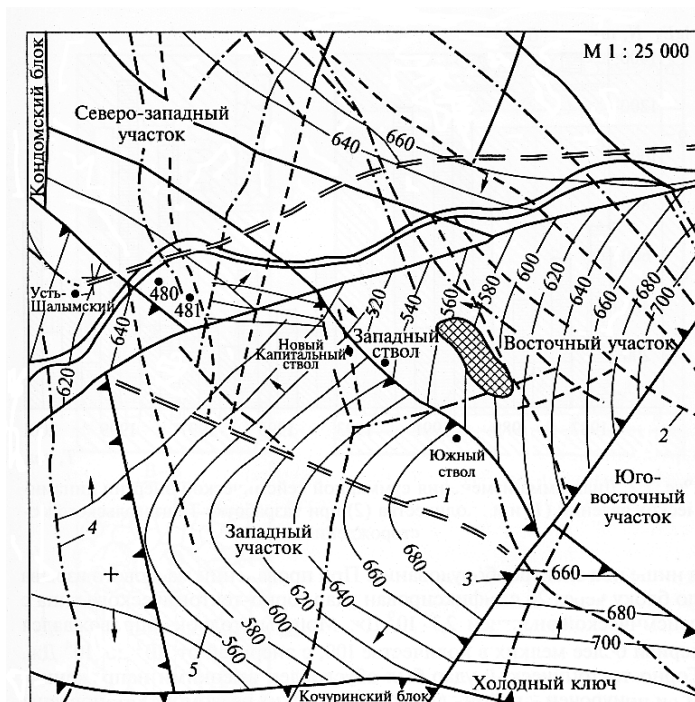


Рис. 1. Схема структурных блоков Таштагольского месторождения(по И.М. Батугиной, Я.М. Грицюку):

1 – глубинные разломы второго порядка, мегаблоковые по геофизике; 2 – глубинные разломы третьего порядка, внутриблоковые по геофизике; 3 – разломы, выделенные по рельефу; 4 – геологические нарушения; 5 – тектозогипсы; 480–700 – высотные отметки

Усложняющие внутреннее строение рудных тел разрывные нарушения представлены разноориентированными трещинами. Они прямолинейные и в большинстве случаев открытые, или раздробленный материал сцементирован кварцем и кальцитом с вкрапленностью граната, анкерита, пирита, магнетита и гематита. Разрывные нарушения создают блоки шириной 5–20, длиной 6–25 и

высотой 7–30 м. Объем среднего блока $1,5 \times 10 \text{ м}^3$. они перемещены по горизонтали на 2–3 м и по вертикали на 1–2 м.

Элементарный блок обозначает полые разрывные нарушения субширотного, субмеридионального, северо-западного и северо-восточного простирания. Замеры трещин и расчеты по десятиградусным интервалам позволили установить 6 порядков блоков, из которых наибольшее распространение имеют блоки шириной 0,3–0,6, длиной 0,3–0,8 и высотой 0,2–0,6 м.

Таким образом, идея метода геодинамического районирования основана на теории тектоники литосферных плит. Земная кора разделена на подвижные литосферные плиты. Плиты смещаются относительно друг друга, образуя зоны растяжений, надвиги, поддвиги и сдвиги. В результате взаимодействия и напряжений, возникающих на границах плит, они дробятся на крупные мегаблоки. Последние на их контактах делятся на блоки меньших размеров.

Выше перечисленные 8 порядков разрывных нарушений разделяют и осложняют соответствующие им геоблоки. Для Кондомского железорудного района существует следующая структурная схема: Евроазиатская плита, Кондомская грабен-синклиналь, элементарные блоки внутри месторождений и шахтных полей.

Северо-Таштагольский разлом 2 порядка хорошо фиксируется локализацией динамических явлений. Разрывные нарушения, ограничивающие рудные тела на месторождении, отнесены к 5 порядку. Для более точного прогноза геодинамической системы блоков или их частей необходимо детальное геологическое изучение разрывных нарушений 5–8 порядка, поскольку такие факторы как изменение элементов залегания разлома, зон дробления и вещественного состава пород внутри разлома и на контакте с ним приводит к перераспределению напряжения внутри массива горных пород.

Проведены исследования формирования зон концентрации динамических явлений при отработке Таштагольского месторождения за период с 1998 по 2006 гг. [3].

С целью установления зон концентрации динамических явлений и их распределения в шахтном поле производилось построение карт следующим образом. На планы горных работ (масштаб 1 : 2 000) по известным координатам наносились динамические явления энергетическим классом (К), равным 1, 3, 4...7 (карты эпицентров). Затем всю площадь контролируемой области разбивали на квадраты размерами 50 × 50 м, подсчитывали количество динамических явлений, приходящихся на этот квадрат за выбранный промежуток времени, полученное значение относили к центру квадрата. Затем смещают квадрат на 25 м по направлению оси x и подсчитывали количество толчков. Аналогичные подсчеты выполняли по направлению вертикальной оси сетки y ; по полученным через 25 м значениям сейсмической активности и последующей интерполяции строили линии равных значений количества толчков. Рассмотрим распределение толчков на горизонтах в шахте (в плане):

– Толчки с энергией 10^2 Дж в основном зарегистрированы между ортами № 4 ÷ 9, 11 ÷ 17 и 28 ÷ 30 (рис. 2а);

- С энергией 10^3 Дж – между ортами № 2 ÷ 10 (в лежащем боку месторождения), 22, 28 ÷ 30 (рис. 2б);
- С энергией 10^4 Дж – между грузовым и порожняковым квершлагами в лежащем боку, ортами № 6-8, 25-28;
- С энергией 10^5 Дж – между ортами № 7-8, 13-17, 24-25 и в висячем боку месторождения (10^2 Дж);
- С энергией 10^6 Дж – между ортами № 4-8, 25-26;
- С энергией 10^7 и 10^8 Дж толчки произошли в районе тектонических нарушений.

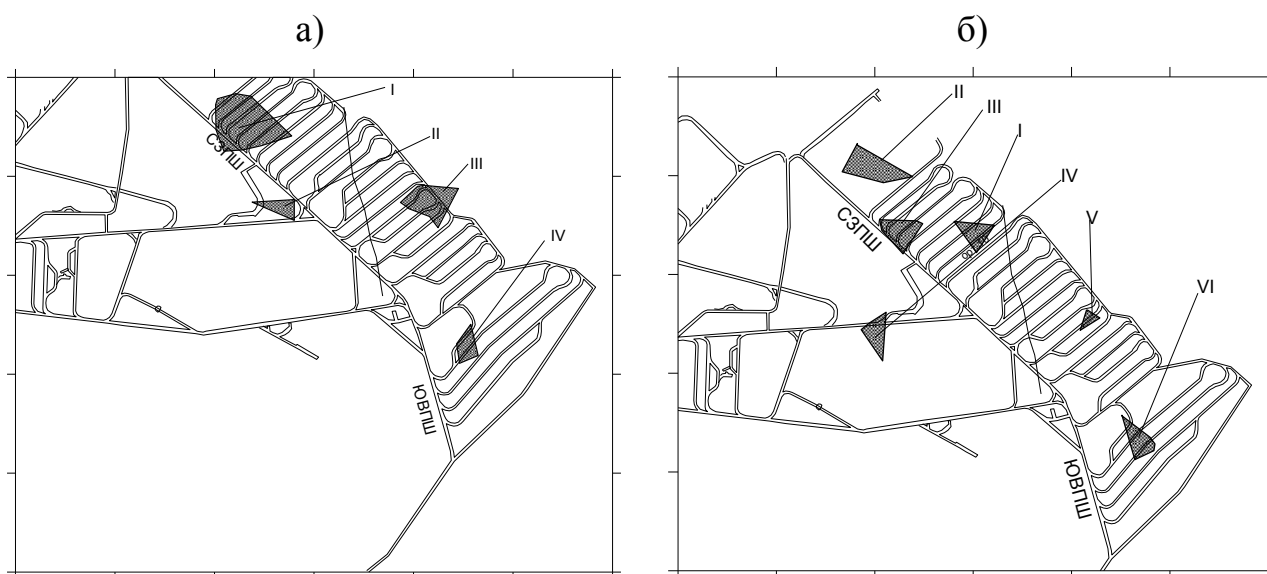


Рис. 2. Расположение зон (I-VI) концентрации толчков:

а) 10^2 Дж на горизонте – 280 м; б) 10^3 Дж на горизонте – 210 м

Рассмотрим распределение толчков между горизонтами в шахте (по вертикали):

- Толчки с энергией 10^2 Дж зарегистрированы на глубине 680–930 м на северном и южном флангах месторождения и в центральной части (рис. 3);
- С энергией 10^3 Дж – на глубине 680–820 м на северном и южном флангах; — с энергией 10^4 Дж – 750–850 м в шахтном поле;
- 10^5 Дж – 680–750 м в центральной части и на южном фланге;
- 10^6 Дж – 540–650 и 680–780 м на северном и южном флангах месторождения.

Определены площади зон концентрации динамических явлений различной энергии от 10^2 до 10^6 Дж, которые составляют 5 000 м² и более, при этом расстояние от центра шахтного поля (орт 17) в этаже (–280)÷(–210) м до этих зон колеблется от 100 до 800 м.

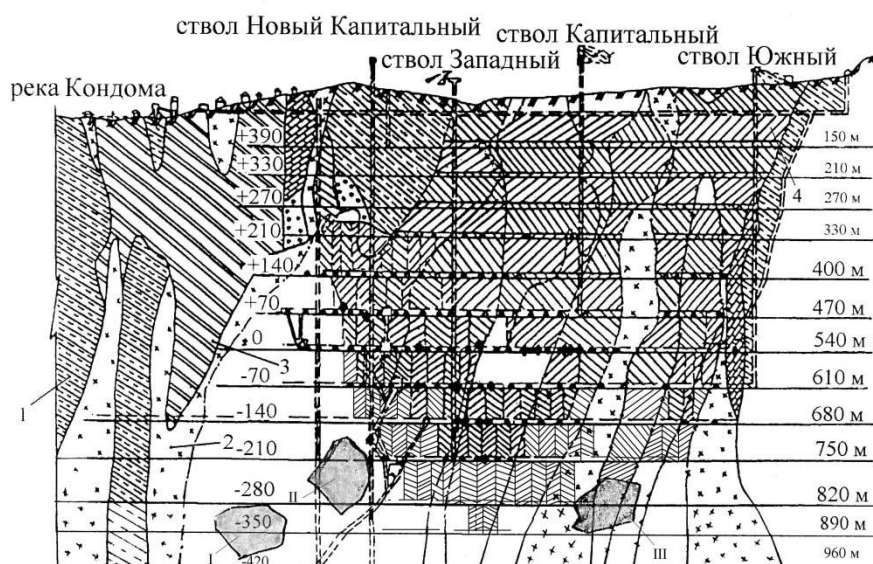


Рис. 3. Вертикальный разрез шахтного поля Таштагольского рудника:

1 – скарны; 2 – сиенит; 3 – габбропорфирит; 4 – сланцы; 390–420 – горизонты в шахте; 150–960 м – глубина горных работ

На основании проведенных исследований установлено, что зоны концентрации динамических явлений в основном располагаются на северном и южном флангах месторождения в этажах (± 0) – (-420) м и $(-350) \div (-210)$ м на глубине 540 ÷ 960 м. Максимальная энергия толчков (10^5 – 10^6 Дж и более) зарегистрирована в районе ортов № 5–9, 11–17 и 25–28.

Установлена пространственная связь между этими зонами и геологическими нарушениями, которые включали пологие зоны в этажах $(-280) \div (-140)$ м; диагональный разлом между ортами № 12–17; зону в районе СЗПШ (орты № 5–10); Восточное нарушение в висячем боку (орты № 25–29); тектонические трещины в лежащем боку месторождения; контакты руд и пород.

Таким образом, Таштагольское железорудное месторождение разрабатывается в сейсмоактивной Алтае-Саянской складчатой области. Большое влияние на геомеханическую обстановку в шахтном поле оказывает наличие геологических нарушений и разномодульных пород. Выявлена пространственная взаимосвязь между зонами концентрации динамических явлений и выделенными разрывными нарушениями, которые оказывают влияние на удароопасность массива горных пород.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Никонов А.А. Голоценовые и современные движения / А.А. Никонов. – М.: Недра, 1977. – 240 с.
2. Батугина И. М. Геодинамическое районирование месторождений при проектировании и эксплуатации рудников / И.М. Батугина, И.М. Петухов. – М.: Недра, 1988. – 165 с.
3. Оценка скоростей распространения деформационных волн, инициированных отбойкой рудных блоков на Таштагольском месторождении / В.М. Серяков и др. // Горный инф.-аналитич. бюл. Темат. прил. «Физика горных пород». – М.: МГГУ, 2006. – С. 317–324.

© В.А. Еременко, А.А. Еременко, В. Н. Колтышев, В.А. Штири, 2007

ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕОДИНАМИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТИ ТАШТАГОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕТОДАМИ СПУТНИКОВОЙ ГЕОДЕЗИИ

В 2005–2006 гг. на геодинимическом полигоне на земной поверхности Таштагольского месторождения (рис. 1) ВостНИГРИ совместно с ИГД СО РАН выполнено две серии GPS-наблюдений за процессами сдвижения горных пород в районах тектонических разломов, являющихся границами геодинимических блоков. Наблюдения велись по шестнадцати направлениям, охватывающим разломы: Холодный, Кондомский, Нагорный, Шахтерский, субмеридиональное тектоническое нарушение. За базовую точку, относительно которой выполнялась съемка, был взят пункт полигонометрии (пп.) 1111, находящийся в Юго-Восточном геодинимическом блоке вне зоны влияния горных разработок. В процессе GPS-съемки на каждом пункте производилось накопление данных от спутников в течение 3–9 часов в один файл данных в быстро-статическом режиме с периодичностью съема показаний 15 секунд. Полученные многочасовые файлы данных при постобработке с помощью специальной утилиты ConverttoRINEX программного обеспечения Trimble Geomatics Office были преобразованы в Rinex-файлы и разбиты на файлы по 20 минут, каждый из которых был обработан в Trimble Geomatics Office. В результате обработки вычислены координаты X, Y, Z, расстояния и превышения между реперами. После уравнивания установлено, что ошибка определения положения реперов не превышает 2 мм в плане и 3 мм по высоте.

Таблица. Результаты наблюдений короткопериодных смещений в районах тектонических разломов Таштагольского месторождения

Район наблюдений	Максимальные абсолютные смещения, мм			
	горизонтальные		вертикальные	
	2005 г.	2006 г.	2005 г.	2006 г.
Разлом «Холодный»: - АБК шахты (пр. л. «Д – Д»)	22	34	30	39
- створ ствола «Северный» (пр. л. «Шх. Северная»)	9	7	17	17
- трасса подъёмника (Юго-Восток)	3	10	7	25
Разлом «Нагорный» (пр. л. «Д – Д»)	18	37	20	108
Разлом «Кондомский» (пр. л. «Д. Средняя»)	35	50	28	36
Разлом «Шахтёрский» (пр. л. «Южная по простиранию»)	17	34	22	74

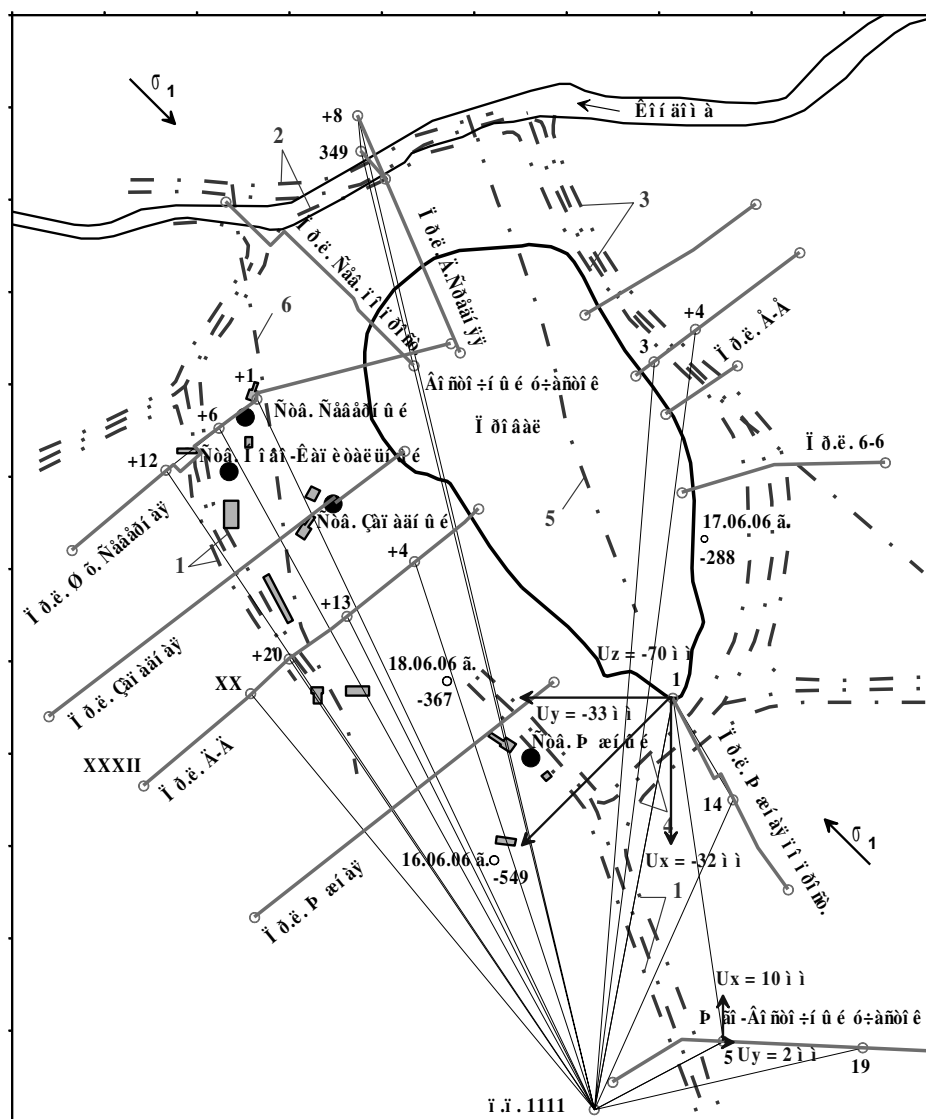


Рис. 1. Схема геодинамического полигона для наблюдения движения геодинамических блоков в районе Таштагольского месторождения:

1, 2, 3, 4, 5 – разломы, соответственно, Холодный, Кондомский, Нагорный, Шахтерский, Диагональный; 6 – субмеридиональное тектоническое нарушение; не залитые кружки – толчки 1, 2 классов

Сопоставление результатов съемки 2005 и 2006 гг. (см. табл.) показывает, что величина как горизонтальных, так и вертикальных смещений на разломах возросла с 3–35 мм в 2005 г. до 10–108 мм в 2006 г., что свидетельствует о повышении их активности, и выразилось в проявлении серии микроударов в шахте Таштагольского филиала ОАО «Евразруда». Наибольшие амплитуды смещений в 2006 г. зафиксированы на участке разлома «Нагорный» в интервале реперов (3)–(+4) профильной линии «Д – Д» в висячем боку.

Установлено, что амплитуды горизонтальных смещений в 2005 и в 2006 гг. сопоставимы, а амплитуды вертикальных смещений в 2006 г. существенно выше, чем в 2005 г. Так, максимальные абсолютные вертикальные смещения в 2006 г. в 5 раз превысили смещения 2005 г. Характерно, что и крупные толчки, и микроудары, произошедшие в шахте Таштагольского филиала в 2006 г.,

зарегистрированы в висячем боку рудной зоны. На разломе «Шахтерский» в южном торце воронки обрушения на границе участков (блоков) «Восточный» и «Юго-Восточный» (базовая линия: репер 1 профильной линии «Южная по простиранию» – репер 5 Юго-Восток) зафиксированные величины смещений в 2006 г. в 2–3 раз выше, чем в 2005 г.

Установлено наличие короткопериодного (в течение 20 минут) скачкообразного изменения амплитуды смещений на разломах, при котором абсолютные величины смещений возрастают в несколько раз от общего уровня смещений на данном участке. Особенно характерно это для наблюдений на разломах «Шахтёрский» и «Нагорный». Сопоставление смещений с проявлением толчков в шахтном поле в периоды наблюдений, показывает, что имеется некоторая взаимосвязь этих явлений. На рис. 1 показаны векторы сдвижения реперов базовой линии через разлом «Шахтёрский»: репер 1 профильной линии «Южная по простиранию» – репер 5 «Юго-Восток» в 12:00 16.06.06 г., когда было зафиксировано скачкообразное изменение смещений, особенно, репера 1. Произошло кратковременное сжатие разлома «Шахтёрский» и поднятие Восточного блока относительно Юго-Восточного в результате сдвига его по плоскости разлома в направлении с востока на запад. Характерно, что результирующий вектор горизонтальных сдвижений направлен параллельно разлому в район толчка класса 2.1, произошедшего накануне в 0 : 59 : 54 на отметке -549 м. В последующие 20 минут в 12 : 20 массив в районе репера 1 практически вернулся в положение на 12 : 00, что отражает процесс упругого восстановления состояния горного массива. Возможно, что такое короткопериодное скачкообразное сдвижение земной поверхности в районе тектонических разломов, разделяющих геодинамические блоки, неслучайно, т.к. в последующем 17.06.06 г. в зоне влияния разлома «Нагорный», а 18.06.06 г. в районе разлома «Холодный» в южном торце Восточного участка произошло ещё два толчка (см. рис. 1).

Скачкообразное сдвижение в районе разломов «Холодный» и «Нагорный», происходящее в 20-ти минутные интервалы времени, наблюдалось 22.09.06 г. (рис. 2) в период проявления толчков 22 – 23.09.06 г. в зоне влияния разлома «Нагорный», проекции гипоцентров которых в плане гор. -350 м располагаются на расстоянии 80–120 м от разлома. Механизм изменения напряжённно-деформированного состояния в этот период представляется следующим. После толчков, проявившихся на отметках -303 и -377 м вблизи наблюдаемых базовых линий по профилю линии «Д – Д», в шахтном поле месторождения началось перераспределение напряжений. В течение сеанса наблюдений в период с 9 : 00 до 11:40 наблюдались повышенные от общего уровня смещения массива по границам блоков, достигающие 20–30 мм. При этом происходило как оседание и растяжение земной поверхности, так и поднятие и сжатие. Максимальные смещения в этот период произошли в 11 : 00, когда реперы +20 и +13 в лежащем боку рудной зоны были подняты до 28 мм и смещены в направлении юг-север до 30 мм, а репер +4 в висячем боку рудной зоны осел на 13 мм и сместился в направлении с юга на север на 12 мм.

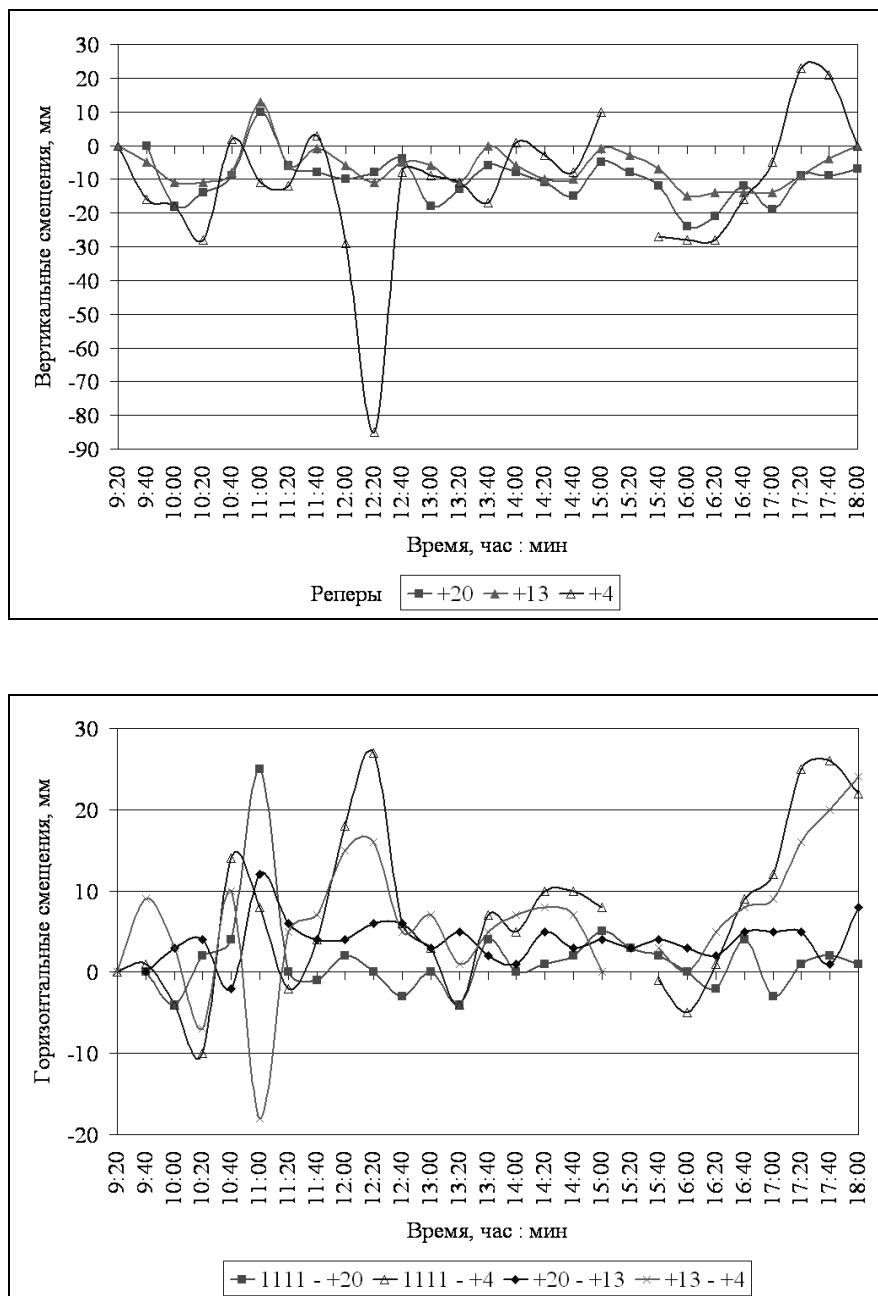


Рис. 2. Изменение во времени смещений в районе разломов «Холодный» и «Нагорный» по результатам GPS-съемки 22.09.06 г.

В результате этого, за счёт растяжения по простиранию месторождения и разнонаправленных вертикальных сдвижений соседних блоков, на участке провала произошло сжатие земной поверхности до 28 мм. В период с 11:00 до 11:20 массив вернулся практически в то состояние, с которого был начат сеанс наблюдений 22.09.06 г. В последующем процесс сдвижения в лежащем боку стабилизировался, а в висячем боку в районе разлома «Нагорный» произошло сдвижение репера +4 с юга на север и его оседание, максимум которых в 12:20 достиг соответственно 29 и 88 мм. Суммарный вектор горизонтальных сдвижений, как и при наблюдениях в районе разлома «Шахтёрский», совпадает с простиранием разлома «Нагорный». В результате растяжения массива вкрест простирания месторождения и оседания по разлому «Нагорный» произошла пригрузка разлома и в зоне его влияния на отметке -347 м в 12:35:28 произошёл

толчок класса 1.8, после чего массив восстановился практически до первоначального состояния. В дальнейшем, если состояние массива в лежащем боку до конца сеанса наблюдений в 18:00 оставалось стабильным, то в висячем боку в районе разлома «Нагорный», начиная с 16:00 до 18:00, вновь стал наблюдаться повышенный уровень как вертикальных, так и горизонтальных смещений, что, возможно, послужило причиной толчка, зафиксированного в зоне влияния разлома 23.09.06 г. в 01:55:30 на отметке -483 м.

В результате наблюдения короткопериодных смещений в районах тектонических разломов Таштагольского месторождения зафиксированы периоды разнонаправленного сдвижения массива по плоскости разломов в вертикальном и горизонтальном направлениях. Отмеченный вид сдвижений наблюдался в 2006 г. в различные периоды на всех разломах, в то время как в 2005 г. аналогичные подвижки зафиксированы только на разломе «Холодный» после массового взрыва II слоя блока 17, что также свидетельствует о геодинамической активности района месторождения в 2006 г. и её влиянии на повышенную сейсмическую активность в шахтном поле. Разнонаправленный характер движений соответствует короткопериодным скачкообразным смещениям и создаёт помимо сдвига ещё и мгновенную пригрузку массива в направлении сдвижения. Зафиксированный процесс сдвижения массива подтверждает механизм формирования и проявления мощных толчков и горно-тектонических ударов, установленный ранее институтом «ВостНИГРИ» по результатам комплекса дискретных замеров на станциях глубинных, контурных и грунтовых реперов.

Геодинамическая активность тектонических разломов, зафиксированная GPS-наблюдениями в сентябре, всестороннее сжатие массива по наблюдениям в выработках гор. -280 и -350 м, а также поднятие породного и рудного массивов в ортах 18 гор. -280 и -350 м за период с июня по сентябрь 2006 г. отражали региональную напряжённость района месторождения. В этих условиях 19.11.06 г. был произведён массовый взрыв блока 18 с весом заряда 167,8 т ВВ.

Сейсмостанция «Таштагол» зарегистрировала сейсмические колебания от произведённого взрыва, а сейсмический эквивалент составил 206,5 т ВВ с энергией явления $1,2 \times 10^9$ Дж. В течение суток в массиве, прилегающем к месту проведения взрыва, зарегистрирована серия динамических явлений в количестве 108 штук, максимальная энергия которых составила $3,2 \times 10^4$ Дж. В ходе осмотра района горных работ были обнаружены нарушения крепления выработок и поднятие рельсовых путей в ортах № 18–21 гор. -350 м.

Комиссией по расследованию причин произошедших динамических явлений, исходя из данных сейсмостанции и характера нарушений в выработках, эти явления классифицированы как серия микроударов, произошедших в зоне трещиноватости, секущей данный участок месторождения в северо-западном направлении. Отмечено, что замерами НДС массива в выработках гор. -280, -350 м и на 5 п/этаже блока 18 до начала зарядки ВВ опасных напряжений не установлено. В связи с этим подходы к оценке напряжённости массива методами спутниковой геодезии, особенно в районах

тектонических разломов на границах геодинамических блоков, следует считать перспективным региональным методом оценки НДС массива.

© Т.В. Лобанова, 2007

УДК 622.831

Л.М. Цинкер, С.М. Смирнов, А.И. Веселов
ВостНИГРИ, Новокузнецк

ГЕОДИНАМИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ЖЕЛЕЗОРУДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АЛТАЕ-САЯНСКОЙ СКЛАДЧАТОЙ ОБЛАСТИ, РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ ПОДЗЕМНЫМ СПОСОБОМ

Отрабатываемые подземным способом Таштагольское, Шерегешевское, Казское и Абаканское железорудные месторождения Алтае-Саянской складчатой области (АССО) расположены в зоне повышенной сейсмической активности тектонических структур. Структурно-тектоническая обстановка отрабатываемых железорудных месторождений характеризуется приуроченностью их к зонам глубинных разломов и действующих тектонических усилий, определяется геодинамическими процессами неотектонического характера, происходящими в АССО.

По данным геодинамического районирования территории АССО [1], земная кора на этой площади разбита серией глубинных разломов северо-западного ($320\text{--}350^\circ$), реже северо-восточного ($0\text{--}20^\circ$), субширотного (50°) направлений. Ориентировка максимальных действующих горизонтальных напряжений, измеренных Восточным научно-исследовательским горнорудным институтом на подземных железорудных предприятиях АССО, совпадает с направлением региональных разломов северо-западного направления [2].

Наибольшие глубины ведения горных работ на железорудных месторождениях Сибири достигнуты в настоящее время на Таштагольском руднике, где горно-капитальные работы ведутся на глубине 900–1 040 м, подготовительные – на глубине 900 м и очистные на глубине 830–850 м. С учетом того, что в районе месторождения в нетронутом массиве пород действует геотектоническое поле напряжений с максимальной горизонтальной тектонической составляющей, в 2,5–3,0 раза превышающей вес столба налегающих пород, условия ведения разработок на руднике по величинам действующих напряжений и наблюдаемым проявлениям горного давления соответствуют глубинам порядка 3 000 м для месторождений с геостатическими полями напряжений. Наличие повсеместно в регионе геотектонического поля напряжений высокого уровня и удароопасных пород создает на глубинах, близких к 600 м, условия для развития горно-тектонических ударов, которые в настоящее время интенсивно проявляются на рудниках со всеми отрицательными последствиями, включая угрозу для жизни людей. Горно-тектонические удары и микроудары происходят на Таштагольском и Шерегешевском месторождениях; стрельания и толчки, относящиеся к динамическим проявлениям меньшего энергетического класса и

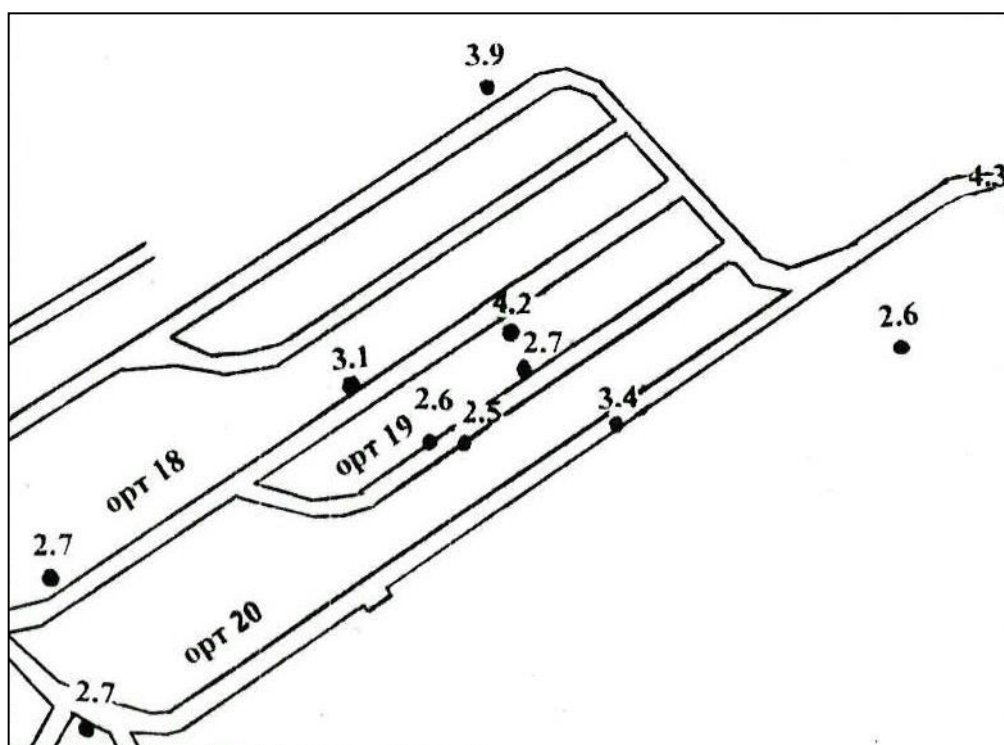
разрушительной силы, наблюдаются на Абаканском и Казском месторождениях. За период отработки железорудных месторождений зарегистрировано свыше 13000 динамических проявлений горного давления, из них 58 горных ударов и микроударов, в том числе 6 горно-тектонических ударов на Таштагольском руднике, характеризующихся большой площадью разрушений горных выработок. Установлено, что наиболее катастрофические последствия разрушений горных выработок происходят в зонах разрывных нарушений. Выявлена пространственная взаимосвязь динамических проявлений горного давления с зонами разрывных нарушений на Таштагольском месторождении [3], что позволило выполнить геодинамическое районирование эксплуатационных горизонтов и дать прогнозную оценку удароопасности.

При прогнозной оценке удароопасности определено, что пространственно наиболее масштабные геодинамические явления приурочены к зонам влияния очистных работ и крупным тектоническим нарушениям, особенно к пересечениям крупных тектонических нарушений. Это связано с концентрацией напряжений в районе очистных работ вокруг выработанного пространства в краевых частях рудного массива, вокруг компенсационных камер и щелей, в безрудных целиках и боковых породах. На концентрацию напряжений влияют тектонические нарушения и другие структурные ослабления горного массива. Концентрация напряжений усиливается сейсмическим воздействием массовых взрывов. Неравномерность распределения напряжений приводит к срывам по границам блоков и развитию динамических проявлений горного давления.

Так, например, на Таштагольском месторождении, 19.11.06 г., в ортах 18–21 горизонта-350 м (рис. 1) по зоне повышенной трещиноватости северо-западного направления зарегистрирована серия динамических явлений в количестве 108 штук с максимальной энергией явлений $3,2 \times 10^4$ Дж, классифицированных как микроудары. Серия микроударов произошла после проведения массового взрыва на фоне напряженного состояния массива горных пород, что привело к нарушению крепления горных выработок (табл. 1).

На Шерегешевском месторождении зарегистрировано более 150 динамических проявлений горного давления, в том числе два микроудара. Максимальные напряжения горизонтальные. Азимут действия максимальных напряжений вне зоны влияния горных работ имеет ориентировку $335^\circ \pm 15^\circ$. В зоне влияния горных работ максимальное напряжение действует вкрест простирания рудной зоны. Высокая концентрация напряжений отмечается в районе тектонических нарушений.

После проведения массовых взрывов происходят геодинамические явления на участках месторождений, примыкающих к зонам разломов. Так, при взрыве блока 14 на участке «Главный» в апреле 2004 г. произошел микроудар во вмещающем массиве горных пород с энергетическим классом события 9,4, произошедшем через 8 часов 43 минуты после массового взрыва. Нарушены горные выработки гор. +325 м (поднятие рельсовых путей до 150 мм, отслаивание породы с бортов) и гор. +255 м (нарушены кровля и борта в орте 14). 28 декабря 2003 г. имел место микроудар на буровом горизонте блока 14



(отметка +306 м) с обрушением сопряжения орта № 1 и отрезного восстающего № 1а, приведший к групповому несчастному случаю.

Рис. 1. Локализация гипоцентров и энергетические классы динамических явлений, произошедших 19.11.06 г. на гор. -350 м Таштагольского месторождения

Таблица 1. Характеристика и объемы нарушений горных выработок в ортах 18, 19, 20 на гор. -350 м Таштагольского месторождения

Местоположение нарушения	Характеристика нарушения	Объем нарушения, м ³
Орт 18		
ВДПУ 4, 6	Нарушена ж/бетонная крепь свода	14
ВДПУ 3, 5, 8	Нарушена ж/бетонная крепь	13
ВДПУ 7, 9, 12, 14, 16	Разрушена ж/бетонная крепь в своде. Нарушено металлокрепление бортовин ВДПУ 12, 14, 16	36
ВДПУ 8 – 16	Рельсовые пути подняты на высоту до 0,6 м	28
Орт 19		
Южный борт	Бетонная крепь частично разрушена и подвинута на север до 0,8 м.	23
Северный борт	Полностью разрушен борт бетонной крепи	8
Орт 20		
Южный борт	Борт подвинут на север до 0,42 м, бетонная крепь частично нарушена.	30

На Шерегешевском месторождении, несмотря на незначительную глубину ведения очистных работ – менее 400 м, количество динамических явлений постоянно увеличивается. На Абаканском месторождении регистрируются многочисленные признаки горных ударов в виде интенсивного заколообразования, особенно на глубоких горизонтах шахты в этаже (-95)–(-200) м.

Геодинамическое районирование глубоких горизонтов Таштагольского, Шерегешевского и Абаканского железорудных месторождений осуществлено в соответствии с «Методическими указаниями...» [4] и включало разработку и создание геологической модели блочной структуры массива, выделение, классификацию и геометризацию геодинамически опасных разрывных нарушений, прогноз и предупреждение горных ударов. Районирование проведено методами геолого-структурного картирования разрывных нарушений в подземных горных выработках. Выполнен анализ и систематизация данных геологоразведочных и эксплуатационных работ и тематических исследований. Основными критериями выделения геодинамически опасных разрывных нарушений являются: морфогенетический тип нарушения, амплитуда смещения горных пород по сместителю.

Определено, что на всех месторождениях складчатые структуры осложнены разрывными нарушениями различной ориентировки, масштаба и возраста. По морфогенетическому типу выделены сбросы, взбросы, взбрососдвиги, рассекающие и смещающие рудные тела и породы с амплитудами смещения 50–500 м. Падение сместителей геодинамически опасных нарушений от крутых (80° – 85°) до пологих (0° – 40°). Складчатые структуры месторождений осложнены тектоническими нарушениями двух порядков:

I. Крупноамплитудные разрывные нарушения, разделяющие рудные тела с амплитудой смещения 50–500 м.

II. Мелкоамплитудные разрывные нарушения, усложняющие форму и внутреннее строение рудных тел, с амплитудой смещения до 50 м и менее.

Крупноамплитудные разрывные нарушения разделены на крутопадающие (80° – 85°) и пологопадающие (0° – 40°). При пересечении тектонических нарушений друг с другом образуется блочная структура массива с размерами тектонических блоков от 40–120 до 480–550 м. Крупноамплитудные разрывные нарушения имеют зоны влияния шириной от 25 до 40 м.

При проведении геодинамического районирования составлены погоризонтные планы с выделением на них зон влияния разрывных нарушений, блочной тектонической структуры, мест динамических проявлений горного давления. Установлены наиболее интенсивные деформации массива при горных ударах, располагающиеся в пределах зон влияния и местах пересечения разрывных нарушений I порядка.

На основе геодинамического районирования и закономерностей проявления динамических явлений институтом составляются прогнозные

планы горизонтов по удароопасности массива, используемые предприятиями для решения вопросов прогноза и предупреждения горных ударов. Для повышения эффективности подземных горных работ институтом «ВостНИГРИ» выполнены работы, направленные на совершенствование системы разработки, как основного элемента технологии горных разработок, способов и средств отбойки запасов, технологии и средств оценки качества руд и повышения его в процессе переработки сырья, разработку более совершенных видов горного оборудования, внедрение средств механизации труда горняков и средств управления производственными процессами.

Приведенные данные об особенностях геодинамических процессов в районах локализации отрабатываемых железорудных месторождений АССО свидетельствует о необходимости продолжения системных исследований в направлениях:

- Дальнейшего наблюдения и проведения геодинамического районирования недр с выделением удароопасных зон;
- Разработки и создания геолого-математических и геодинамических моделей отрабатываемых массивов;
- Выявления закономерностей размещения динамических проявлений горного давления в отрабатываемом массиве;
- Совершенствования методики прогноза горных ударов на больших глубинах разработки;
- Внедрения полученных результатов исследований и опыта работы по борьбе с горными ударами на рудниках региона.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Грицюк Я.М. Новейшая тектоника и геодинамика западной части Алтае-Саянской горно-складчатой области [Текст] / Я.М. Грицюк // Методы дистанционного исследования для решения природоведческих задач: материалы 4 сессии Научно-Координационного совещания по аэрокосм. исследованиям природ. ресурсов. – Новосибирск, 1986. – С. 55–59.
2. Геодинамические процессы в районе промышленных объектов Юга Западной Сибири [Текст] / В.А. Квочин, Т.В. Лобанова, А.И. Веселов, М.Ф. Петухов, В.В. Билибин, В.Н. Никитин // Тр. науч. конф. с участием иностр.учен. 10 – 13 окт.2005 г. «Геодинамика и напряженное состояние недр Земли». – Новосибирск: ИГД СО РАН, 2006. – С. 110–119.
3. Веселов А.И. Динамические проявления горного давления в геологическом массиве блочной структуры [Текст] / А.И. Веселов, П.Т. Гайдин, М.Ф. Петухов // Развитие технологии добычи руд на больших глубинах: сб. науч. тр. ИГД СО АН СССР; отв. ред. акад. Е.И. Шемякин. – Новосибирск, 1988. – С. 45–49.
4. Методические указания по геодинамическому районированию недр [Текст]. – Л.: ВНИМИ, 1990. – 128 с.

© Л.М. Цинкер, С.М. Смирнов, А.И. Веселов, 2007

ДИНАМИКА РАБОТЫ ШТАНГОВОГО НАСОС-ПУЛЬСАТОРА ДЛЯ ВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

Для волнового воздействия на нефтяные пласты с целью увеличения нефтеотдачи наиболее перспективны системы, основанные на использовании скважинных погружных штанговых насосов [1]. Сами по себе эти насосы, основанные на принципе возвратно-поступательного движения плунжера в цилиндре, обладает способностью генерировать переменные усилия, действующие в системе. Однако в реальных условиях при существующих скоростях перемещения плунжера эти усилия незначительны и в максимуме оцениваются в 5–12 % [2] от тягового усилия привода.

Реализация известных способов основывается на общем принципе, заключающемся в следующем. В обсаженную скважину на насосно-компрессорных трубах (НКТ) устанавливают цилиндр с размещенным внутри него плунжером, связанным тягой с приводом возвратно-поступательного перемещения. При движении плунжера вверх происходит всасывание жидкости в подплунжерную полость и сжатие ее в надплунжерной полости. Перед подходом плунжера к крайнему верхнему положению по гидравлическому каналу производится сброс находящейся под повышенным давлением жидкости из надплунжерной полости в подплунжерную. Образовавшаяся при этом ударная волна передается на пласт, вызывая в нем упругие колебания.

Идеология скважинного возбуждения сейсмических волн в продуктивном пласте заключается в следующем.

Если в скважине образовать полости (камеры) с различным давлением, а затем резко впустить жидкость из камеры высокого давления в камеру с низким давлением, то в последней образуется гидродинамический импульс давления потока жидкости. Обусловленная действием этого импульса переменная сила, переданная через механический или гидравлический волновод и излучатель в продуктивный пласт, вызовет в нем сейсмические колебания.

Существенным недостатком указанных способов являются ударно-динамические нагрузки на тягу и привод, обусловленные действием отраженной волны, возникающей после создания импульса давления жидкости в подплунжерной полости и передаваемой на плунжер. Наличие ударно-динамических нагрузок приводит к разрушению тяги и нарушению работоспособности привода. На практике это вынуждает снижать энергетический потенциал волновых воздействий.

При создании насос-пульсаторных систем для возбуждения волновых процессов в продуктивном пласте, наоборот, на первое место выходят вопросы динамики воздействия создаваемых импульсов давления жидкости на элементы конструкции.

Техническая задача, заключается в повышении мощности волнового воздействия на продуктивный пласт за счет исключения ударно-динамических нагрузок на оборудование для его осуществления.

Поставленная задача решается тем, что в способе волнового воздействия на продуктивный пласт, включающем установку в заполненной жидкостью скважине связанного с внешним приводом посредством тяги плунжерного штангового насоса, создание в скважине изолированных камер, периодическое изменение давления в отдельных камерах при возвратно-поступательном перемещении плунжера и последующее сообщение между собой камер с различным давлением жидкости, осуществляют после полного снятия нагрузки на привод возвратно-поступательного движения плунжера.

Сообщение камер с различным давлением жидкости между собой после полного снятия нагрузки на привод позволяет существенно повысить мощность волнового воздействия на продуктивный пласт, используя широко применяемое в практике нефтедобычи оборудование. При этом исключаются ударно-динамические воздействия на оборудование, возникающие при создании гидравлического импульса.

Сущность предлагаемого способа поясняется рис. 1, где приведен график 1 перемещения h плунжера за время $t_{ц}$ цикла. Графики 2 и 3 показывают характер изменения усилия R в тяге в сечении на уровне устья скважины соответственно для известных и предлагаемого способов.

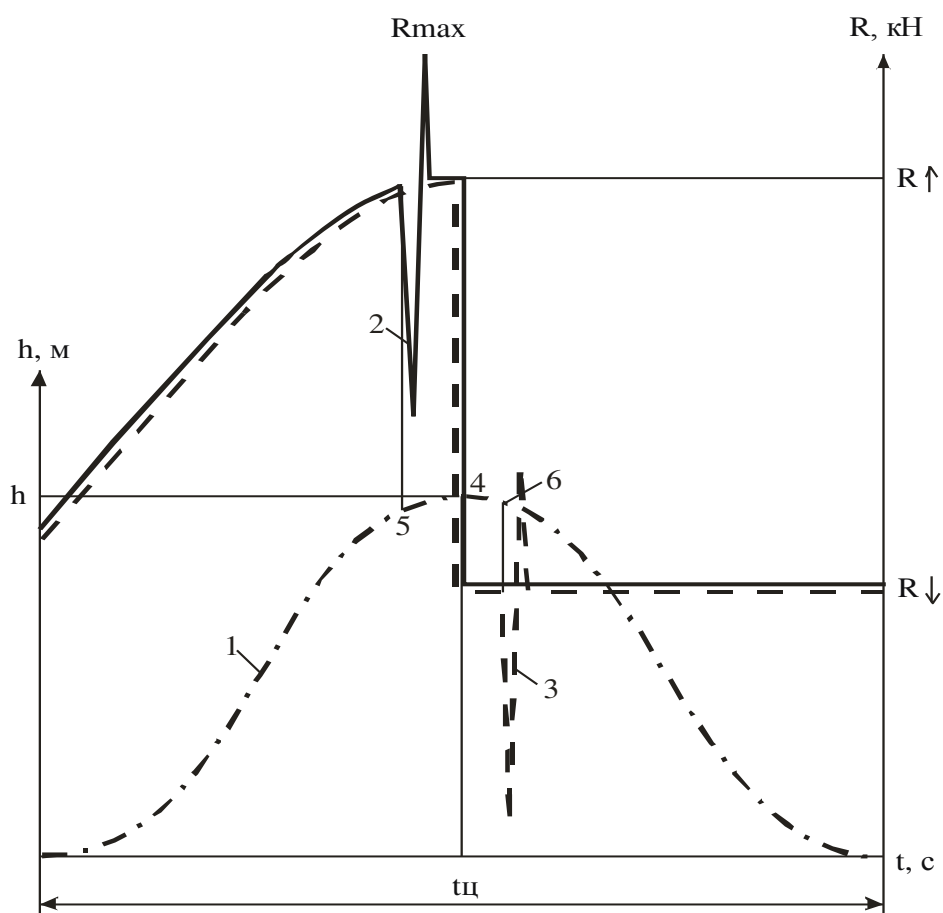


Рис. 1

В крайнем нижнем положении плунжера усилие R в тяге равно весу плунжера и тяги в жидкости. При начале движения плунжера вверх усилие R возрастает на вес кольцевого столба жидкости в НКТ над плунжером и силы

трения в парах плунжер-цилиндр и тяга-НКТ, а далее возрастает за счет повышения давления в надплунжерной камере. Это усилие преодолевается силой тяги привода. В известных способах волнового воздействия этот процесс прерывается в точке 5 (график 2) хода, соответствующей моменту впуска высоконапорной жидкости из надплунжерной камеры в подплунжерную, когда в последней образуется ударная волна, передаваемая на продуктивный пласт. Одновременно возникает отраженная волна, действующая на плунжер и тягу вверх. За счет этого усилие в тяге резко снижается, а затем – скачкообразно увеличивается до значения $R_{\max}$ при изменении направления движения отраженной волны после достижения устья скважины. В реальных условиях время действия этого двойного импульса составляет доли секунды и совершается до подхода плунжера к крайнему верхнему положению. Поэтому тяга в верхнем сечении и привод полностью воспринимают эти ударно-импульсные воздействия, что отрицательно сказывается на их долговечности.

В предлагаемом техническом решении (график 1) процесс движения плунжера до крайнего верхнего положения не сопровождается сообщением камер с различным давлением и, следовательно, появлением ударных волн. После прохода плунжером крайнего верхнего положения (точка 4 графика 1) плунжер начинает двигаться вниз под действием собственного веса и веса тяги в жидкости и усилие R в тяге снижается. Этому способствуют еще и силы трения. Только при подходе плунжера к положению, соответствующему точке 6 графика 3, происходит сообщение камер с различным давлением и возникновение импульсов прямой и отраженной волн, но их действие на тягу значительно ниже, чем при ходе плунжера вверх, а на привод это усилие вообще не передается благодаря наличию гибкой связи тяги с приводом.

На основе выполненных исследований и разработок поданы 3 патентные заявки, по которым получены положительные решения.

Использование предлагаемого способа позволит максимально повысить мощность волнового воздействия на продуктивный пласт при сохранении работоспособности и повышении долговечности используемого оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Савченко А.В. Сравнительный анализ волновых методов увеличения нефтеотдачи / А.В. Савченко // ФТПРПИ. – 2006. – №3.
2. Сердюков С.В. Гидромеханический пульсатор давления для скважинного волнового воздействия на продуктивные нефтяные пласты / С.В. Сердюков, Е.Н. Чередников // Динамика и прочность машин. 2-я междунар. конф. – Т. 1. – Новосибирск: ИГД СО РАН, 2003.

© Е.Н. Чередников, А.В. Савченко, 2007

**ОБОСНОВАНИЕ И РАСЧЁТ ПАРАМЕТРОВ НАСОС-ПУЛЬСАТОРНЫХ СИСТЕМ
ДЛЯ ВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЕПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ**

Массовое применение на нефтепромыслах скважинных погружных штанговых насосов создаёт широкую базу для внедрения насос-пульсаторов имеющих технологическую и техническую совместимость.

Повышенные динамические нагрузки, которые испытывают привод и конструкция насос-пульсаторных устройств по сравнению со стандартным насосом, требуют провести оценку дополнительной нагрузки и прочностных характеристик стандартных узлов, для избежания выхода их из строя и разрушения отдельных частей системы.

Расчёт нагрузок на штанги представляет собой определение максимальных и минимальных нагрузок в точке подвеса штанг с учётом всех действующих сил.

При ходе вверх статические нагрузки в точке подвеса штанг складываются из веса штанг $P_{ш}$ и веса столба жидкости $P_{ж}$. В момент возникновения ускорения, к ним добавляется сила инерции P_i , направленная вниз, и сила трения $P_{тр}$, также направленная вниз. Таким образом, максимальная нагрузка, возникающая в точке подвеса штанг при ходе вверх, будет равна:

$$P_{max} = P_{ш} + P_{ж} + P_i + P_{тр}.$$

Для гидроударной установки добавляется слагаемое $P_{раз}$ за счёт создания разряжённой зоны в камере и максимальная нагрузка, возникающая в точке подвеса штанг будет выглядеть следующим образом:

$$P_{max} = P_{ш} + P_{ж} + P_i + P_{тр} + P_{раз}.$$

При ходе вниз гидростатическое давление над и под плунжером равны, так как нагнетательный клапан открыт. Силы инерции и трения направлены вверх, т. е. в сторону, противоположную направлению движению. Поэтому нагрузка при ходе вниз будет минимальной

$$P_{min} = P_{ш} - P_i - P_{тр}.$$

Силы $P_i + P_{тр}$ составляют малую долю от $P_{ш} + P_{ж}$. Обычно они не превышают 5–10 % [1]. Поэтому их влияние на ход плунжера невелико.

Для расчёта используем следующие данные реальных установок используемых на нефтепромысле. Внутренний диаметр цилиндра насоса гидроударной установки равен 44 мм, глубина спуска устройства 1 500 м, высота динамического уровня 500 м, ход плунжера $S = 3$ м, число ходов плунжера $n = 5$. Плотность воды $\rho_в = 1\,000$ кг/м³ и нефти $\rho_н = 855$ кг/м³, плотность материала штанг $\rho_м = 7\,850$ кг/м³, модуль упругости материала штанг $E = 2,1 \times 10^5$ МПа.

Разница веса жидкости для насоса и гидроударной установки состоит в том, что в насосной установке высота столба жидкости берётся равной от динамического уровня до устья (выкидной линии скважины), а в гидроударной установке составляет от плунжера (глубины спуска устройства) до выкидной линии, это связано с тем, что в гидроударной установке жидкость с не

оказывает давление на плунжер с низу. Следовательно, вес жидкости для насоса и для гидроударной установки будет равен.

$$P_{ж.отк} = (F_{пл} - f_{шт}) * (H_{\partial} \rho g + P_{\partial}),$$

$$P_{ж.гу} = (F_{пл} - f_{шт}) * (H_{ж} \rho g + P_{\partial}),$$

где $F_{пл}$ – площадь плунжера, $f_{шт}$ – средняя площадь штанг, H_{∂} – высота столба жидкости от динамического уровня до устья скважины для насосных систем, $H_{ж}$ – высота столба жидкости от плунжера до устья скважины для гидроударных систем, P_{∂} – буферное давление (давление в линии). При расчете давление в линии не учитываем.

Для данной глубины спуска устройства применяется двухступенчатая колонна штанг. Штанги для двухступенчатой колонны составлены в процентном соотношении Ø22–30 %, Ø19–70 %, соответственно средняя площадь штанг $f_{шт} = 0,0003509735 \text{ м}^2$, следовательно $P_{шт} = 34,3 \text{ кН}$. По выше приведённым формулам получим вес жидкости для насоса $P_{ж,отк} = 4,8 \text{ кН}$, и для гидроударной установки $P_{ж,гу} = 9,6 \text{ кН}$.

По исследованиям А.Н. Адонина[2] граница между статическим и динамическим режимами находится в интервале значений динамического коэффициента, характеризующего режим откачки жидкости $\mu = \omega L/a = 0,3 \div 0,4$. $\omega = \pi \times n/30$ – угловая скорость кривошипа, рад/с, где n – число ходов плунжера, кач./мин, L – длина ступеней, м, a – скорость звука в штангах, м/с.

В нашем случае $\omega = 0,52 \text{ рад/с}$, $\mu = 0,106 < 0,3$ следовательно для наших условий следует применять статическую теорию расчёта.

При статическом режиме работы насосной установки максимальную нагрузку с достаточной для практики точностью можно подсчитать по формуле И.М. Муравьёва[2]:

$$P_{max} = P_{ж} + P_{шт} * (b + m) = 41,9 \text{ кН},$$

где $P_{ж}$ – вес столба жидкости над динамическим уровнем (плунжером, высотой h_{∂}), с учётом буферного давления P_{∂} , $P_{шт}$ – вес штанг в воздухе, b – коэффициент облегчения штанг в жидкости, m – фактор динамичности.

$$b = 1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_{шт}} 0,89, \quad m = \frac{Sn^2}{1400} = 0,052,$$

где S – длина хода точки подвеса штанг, n – число качаний в минуту.

Минимальная нагрузка будет при начале хода штанг вниз, когда вес жидкости не действует на штанги, а динамический фактор вычитается:

$$P_{min} = P_{шт} * (b - m) = 28,7 \text{ кН}.$$

При больших глубинах спуска устройства и высокой частоте гидроударов, т.е. когда $\mu > 0,3$ необходимо применять динамическую теорию расчёта штанг, учитывающую силы инерции, трения и вибрации по формуле В.П. Грабовича [2]:

$$P_{max} = P_{ж} + P'_{шт} + P_{тр} + P_{раз} + P_{и} = 54,3 \text{ кН},$$

где $P_{ж}$ – вес жидкости, $P'_{шт}$ – вес штанг в жидкости, $P_{тр}$ – сила трения, возникающая в результате взаимодействия колонны штанг и насосно-

компрессорных труб, $P_{раз}$ – вибрационная нагрузка, P_u – инерционная нагрузка. Силы инерции по данным исследований можно принять $P_u = 1,5$ кН.

$$P'_{ui} = A * P_{ui} = 30,5 \text{ кН}, \quad A = (\rho_{ui} - \rho_{ж}) / \rho_{ui} = 0,89, \quad P_{mp} = 0,03 P'_{ui} = 914,6 \text{ Н},$$

$$P_{виб} = P_{жс} \mu \sqrt{S / \lambda \cos \mu - 1} = 11,8 \text{ кН}, \quad \lambda = \frac{P_{жс} L}{E} \left(\frac{1}{f_{ui}} + \frac{1}{f_m} \right) = 0,17 \text{ м},$$

где A – коэффициент плавучести штанг; λ – деформация штанг и труб; f_m – площадь поперечного сечения по телу подъёмных труб, м^2 .

Погрешность расчёта максимальной нагрузки по перечисленным формулам не превышает 10–20 % от фактической.

Минимальную нагрузку определим по формуле К. Миллса:

$$P_{min} = P_{ui} \left(1 - \frac{Sn^2}{1790} \right) = 25,9 \text{ кН}.$$

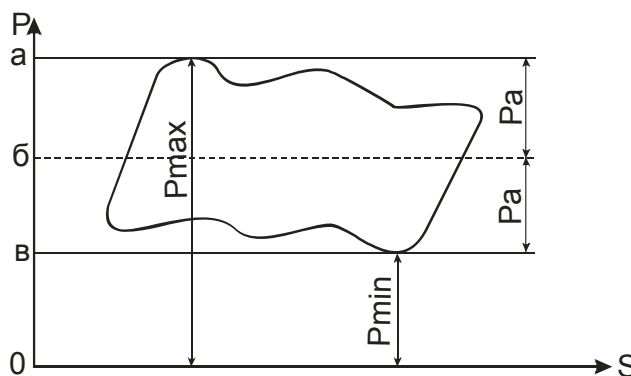


Рис.1

Точки, показывающие максимум, минимум и амплитуду нагрузок, отмечены на рис.1 P_{max} , P_{min} , P_a .

Для расчёта прочности колонны штанг суммарная нагрузка в точке подвеса определяется как сумма веса штанг и нагрузки на плунжер от веса скважинной жидкости $\sigma_{ui} = P_{max} / f_{ui}$. По статической теории расчёта $\sigma_{ui} = 119$ МПа, по динамической теории расчёта $\sigma_{ui} = 154$ МПа.

Согласно ГОСТ пределы прочности при растяжении штанг, подвергнутых поверхностному упрочнению нагревом ТВЧ, составляют: для сталей марки 40; 30ХМА – 900 МПа; для сталей марки В.К. – 1 500 МПа. Таким образом, выбранные штанги диаметром 22 мм будут работать с запасом прочности 3–5, что вполне допустимо.

Расчёт аварийной нагрузки для насосно-компрессорных труб для насоса определяется по формуле:

$$P_{т.ав} = P_m + P_{жс};$$

Для гидроударного устройства добавляется ещё одно слагаемое давление гидроудара $P_{гуд}$, которое также действует на трубы. Аварийная нагрузка на НКТ для гидроударного устройства имеет вид:

$$P_{т.ав} = P_m + P_{жс} + P_{гуд},$$

где P_m – вес труб, $P_{жс}$ – вес жидкости, $P_{гуд}$ – давление гидроудара.

Вес труб P_m приложен в точке подвеса и обусловлен массой собственно труб и муфт (массой цилиндра насоса пренебрегаем), с учётом облегчения в жидкости равен:

$$P_m = L_{m1}q_m g + L_{m2}q_m g \left(1 - \frac{\rho_{жс}}{\rho_m} \right) = 88,1 \text{ кН},$$

где L_{m1} и L_{m2} – длина колонны насосно-компрессорных труб соответственно выше и ниже динамического уровня, q_m – масса 1 м насосно-компрессорных труб с учётом муфт в воздухе, g – ускорение свободного падения.

Вес колонны насосно-компрессорных труб частично погружённых в жидкость равен для насоса 97,7 кН и для гидроударного устройства 176,4 кН, и соответственно $\sigma_{м.отк.} = 57,5$ МПа, $\sigma_{м.гуд.} = 103,76$ МПа.

Согласно ГОСТ 633-80 пределы прочности при растяжении насосно-компрессорных труб, подвергнутых поверхностному упрочнению нагревом ТВЧ составляют для сталей группы прочности Д – 638 МПа. Таким образом, выбранные насосно-компрессорные трубы штанги диаметром 73 мм будут работать с запасом прочности 6, что вполне допустимо.

Элементарные расчёты силы сопротивления за счёт создания зоны разряжения показали, что давление жидкости в скважине $p_0 = 4,18$ МПа, полезная длина хода плунжера (с учётом деформаций труб и штанг) $S_{пл} = 2,84$ м, давление в камере, когда плунжер находится в верхней точке с учётом длины полезного хода плунжера. 0,27 МПа, сила сопротивления за счёт создания зоны разряжения $F = 217,79$ Н, является незначительной по сравнению с весом жидкости и штанг.

Произведённые расчёты показывают отличие нагрузок стандартного насоса и гидроударной установки. Следовательно, имеет смысл стремиться к получению динамограммы работы насос-пульсатора близкой к насосной установки, путём изменения конструкции и использования различных физических процессов.

Автор выражает благодарность Е.Н. Чередникову за консультативную помощь.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: учеб. для вузов / В.И. Щуров. – М.: Недра, 1983.
2. Добыча нефти штанговыми насосами / А.К. Мухаметзянов и др. – М.: Недра, 1993.

© А.В. Савченко, 2007

НАВЕЛЕННАЯ СЕЙСМИЧНОСТЬ В ОЦЕНКЕ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Аномально высокая чувствительность неравновесного массива горных пород к слабым сейсмическим воздействиям ставит вопрос о взаимосвязи эмиссионного отклика массива с его внутренним строением и состоянием. Основная идея эмиссионного способа изучения свойств нефтепродуктивного пласта, равновесное состояние которого нарушено процессом разработки, состоит в сравнении эмиссионного излучения до и после волнового воздействия малой интенсивности с использованием корреляционных зависимостей между изменениями его параметров и свойствами среды. Такой подход принципиально отличен от хорошо известных пассивных эмиссионных исследований и мониторинга состояния активных сред периодическим просвечиванием сейсмическими или электромагнитными волнами. В первых изучается «естественное» эмиссионное излучение, отражающее поведение среды в состоянии медленной спокойной релаксации, во втором – контролируют изменения среды, усредненные в пространстве и времени. Метод наведенной сейсмичности (активного эмиссионного зондирования) направлен на определение способности массива горных пород к изменению свойств за счет высвобождения накопленной внутренней энергии и на выявление структуры среды, отвечающей за этот процесс. Схематично метод активного эмиссионного зондирования приведен на рис. 1.

Рассмотрим возможности активного эмиссионного зондирования в приложении к задачам изучения нефтепродуктивных пластов – основного объекта геофизических исследований. Ограничимся сейсмоакустическим эмиссионным откликом, поскольку другие излучения, например электромагнитное, менее доступны для измерения в промысловых скважинах, обсаженных колонной стальных труб.

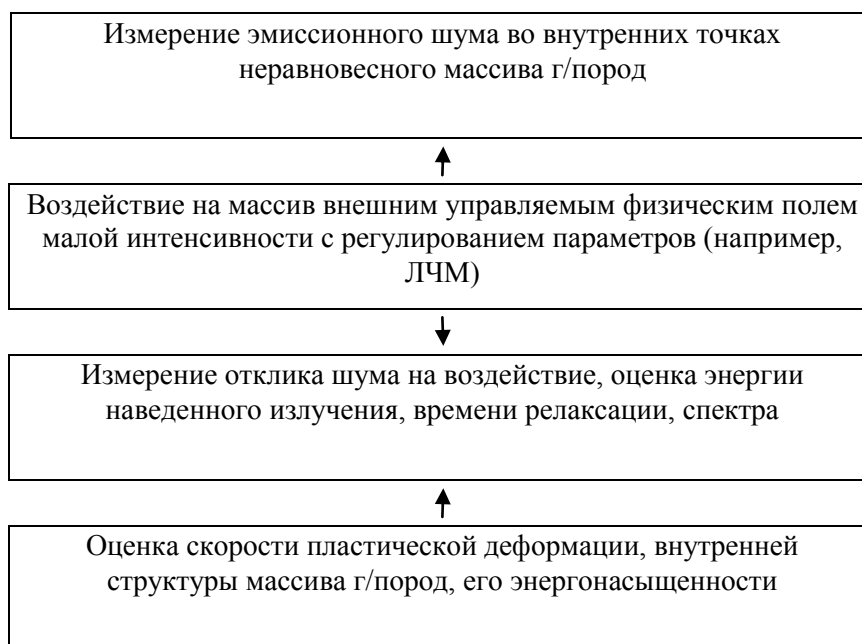


Рис. 1

Как показали проведенные натурные эксперименты, сейсмическое воздействие амплитудой колебаний всего несколько нанометров существенно меняет свойства продуктивных пластов, что проявляется в дискретном характере наведенной сейсмичности, связанных с этим аномалий поглощения сейсмических волн, а также с возникновением вторичного высокочастотного излучения. Указанные явления могут быть применены, во-первых, для определения типа фрагментированной структуры пласта (кластерный или иерархический), линейного размера доминирующего элемента в пластической деформации среды и некоторых других ее свойств, а во-вторых, для оптимизации режима сейсмического воздействия на залежь, в т. ч. частотного диапазона, длительности обработки, пороговой амплитуды, поляризации колебаний и прочее. Другая возможность состоит в использовании отклика высокочастотной эмиссии для исследования нефтенасыщенности и установлении гидродинамической связи между скважинами.

В ходе проведения натурных экспериментов нами обнаружен эффект долговременного усиления эмиссии нефтепродуктивного пласта в высокочастотном (акустическом) диапазоне $1 \div 26$ кГц. Результаты сравнение энергетических спектров акустических шумов, измеренных в продуктивном пласте до (G_{a0}) и после (G_a) низкочастотного сейсмического воздействия на массив горных пород приведены на рис. 2. Под влиянием сейсмического воздействия на нефтепродуктивный пласт, спектральная плотность его акустического шума увеличилась во всем исследованном диапазоне частот. Максимальное значение отношения G_a / G_{a0} составляет около 18 дБ и зафиксировано на частотах $10 \div 11$ кГц. Менее значительный пик в 11.3 дБ зарегистрирован в диапазоне частот $2 - 3$ кГц (при дискретности анализа по шкале частот 0.5 кГц).

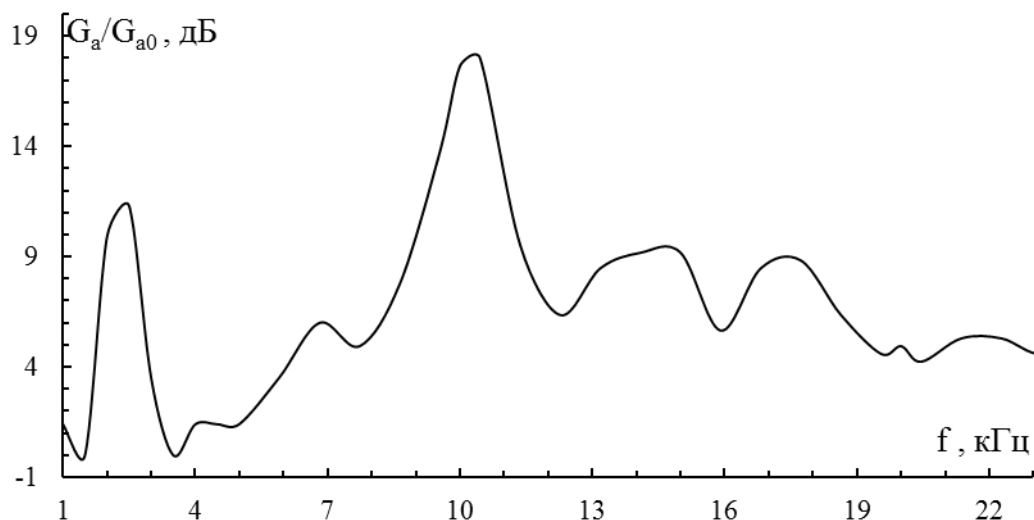


Рис. 2. Изменение спектральной плотности высокочастотной составляющей сейсмоакустической эмиссии пласта II Мортымья-Тетеревского месторождения под влиянием вибрационной обработки

Влияние вибросейсмического воздействия малой интенсивности на сейсмическую эмиссию нефтепродуктивного пласта в акустическом диапазоне прослеживается длительное время. Так мощность акустических шумов пласта II в терцоктавной полосе частот $10.5 \div 14.5$ кГц через двое суток после двухчасового вибросейсмического воздействия превышает соответствующую мощность до воздействия в 2.13 раза (рис. 3).

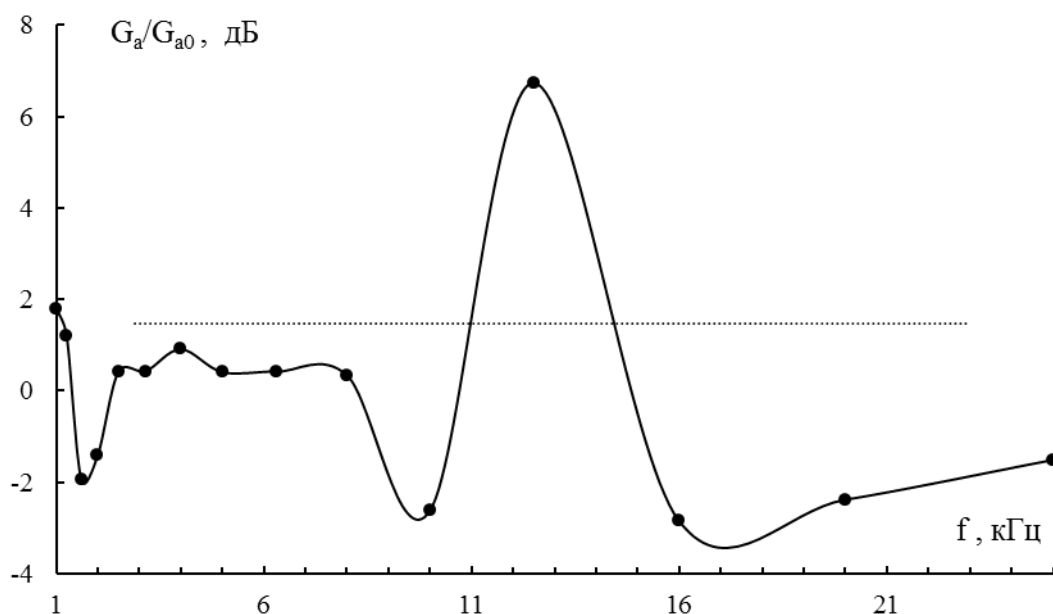


Рис. 3. Высокочастотная сейсмическая люминесценция пласта II Мортымья-Тетеревского месторождения через двое суток после вибрационной обработки

Микромасштабные явления, отвечающие за акустическую эмиссию, в силу своей большой продолжительности после окончания сейсмического воздействия, могут быть следствием только медленных процессов. В соответствии с механизмом сейсмической стимуляции добычи нефти [1, 2], причинами длительного усиления высокочастотного излучения являются механические процессы, отражающие усиление пластической деформации, а также фильтрация по водонасыщенным каналам газа, выделившегося из нефти.

Обратим внимание на то, что пик эмиссионного отклика в диапазоне 2–3 кГц, наблюдается в течение короткого времени после окончания вибрационной обработки пласта, и, напротив, второй пик на частотах немного выше 10 кГц сохраняется долгое время (рис. 2, 3). Напрашивается вывод о том, что отдельные пики наведенного эмиссионного излучения горных пород обусловлены разными микроявлениями. Время существования первого эмиссионного пика совпадает с периодом релаксации низкочастотной (десятки Гц) наведенной сейсмичности. После прекращения волнового воздействия спектральная плотность микросейсмов на собственной частоте пласта сначала растет, достигая максимума на 9–14 мин, а потом быстро падает. Возвращение к фоновому значению, имевшему место до вибросейсмического воздействия на массив горных пород, наблюдается приблизительно к 20–30-ой минутам после облучения.

Наведенная сейсмичность, рассматривается нами как следствие усиления пластической деформации неравновесной среды сейсмическим полем. Связанный с нею пик акустической эмиссии в диапазоне частот 2–3 кГц отражает механические микропроцессы, ассоциированные со сдвигами, и активизацией микротрещин. Этот пик может быть использован как поисковый признак неравновесных пластов (затронутых процессом разработки) в геофизических исследованиях промысловых скважин.

Более высокочастотный пик связан с появлением в поступающей в скважины жидкости свободного газа и генерацией ультразвуковых колебаний при течении газожидкостной смеси в пористой среде. Этот пик может быть использован как поисковый признак слоев с высокой остаточной нефтенасыщенностью вне интервалов перфорации.

Идея метода исследования нефтяных залежей с использованием низкочастотного возбуждения высокочастотной акустической эмиссии состоит в одновременном измерении эмиссионного отклика в двух диапазонах частот: 2–3 кГц и 10–14 кГц для раздельного определения параметров, связанных с влиянием разработки на напряженно-деформированное состояние и с остаточными запасами. В отличие от акустического метода каротажа, развитого в работах В.П. Дрягина и др. [3], сейсмическое поле создается в одной скважине, а изучается в окружающих скважинах.

Основная схема применения метода выглядит следующим образом:

1. В одной из скважин, выбор которой осуществляют исходя из решаемых задач, устанавливают скважинную систему сейсмического воздействия, возбуждающую сейсмические низкочастотные волны в продуктивной толще в двух последовательно применяемых вариантах: 1) механически в матрице

продуктивной толщи безотносительно к существующим интервалам перфорации; 2) гидравлически через интервалы перфорации, воздействуя преимущественно на пластовые флюиды.

2. В заданных окружающих скважинах комбинированной аппаратурой сейсмометрии и широкополосной акустической шумометрии проводят сначала фоновые измерения без сейсмического воздействия, а затем повторные после начала воздействия с определением соотношения плотности энергии в первом и втором из указанных выше диапазонах частот, а также прохождения сейсмического сигнала во втором варианте возбуждения сейсмического поля.

3. Сравнивают полученные данные и проводят качественную интерпретацию, которую дополняют количественными оценками относительной перспективности того или иного слоя в разрезе конкретной скважины по величине изменения спектральной плотности акустического шума слоев во втором диапазоне частот.

Рассматриваемый метод обладает большей информативностью по сравнению с обычным гидропрослушиванием, позволяя, помимо установления гидродинамической связи, выделять неперфорированные нефтенасыщенные слои и качественно оценивать интенсивность их разработки.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сердюков С.В. Механизм сейсмической стимуляции добычи нефти / С.В. Сердюков //Химия нефти и газа: материалы VIмеждунар. конф. (Томск, 5-9 сент.2006г.). – Томск: Изд. Ин. оптики атмосферы СО РАН, 2006. – Т. 1. – С. 225-227.
2. Сердюков С.В. Механизм сейсмического воздействия на нефтепродуктивные пласты / С.В.Сердюков, М.В.Курленя // Геология и геофизика. – 2007. –*в печати*.
3. Дрягин В.П. Исследование динамики вызванной акустической эмиссии для оценки характера насыщенности коллектора / В.П. Дрягин // Каротажник. – 2001. - № 98. – С. 25-32.

© С.В. Сердюков, А.С. Алексеев, 2007

СОДЕРЖАНИЕ

Герт А.А., Ефимов А.С., Мельников П.Н., Старосельцев В.С., Старосельцев К.В., Супрунчик Н.А. Программа геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и республики Саха (Якутия): основные показатели и ход реализации	3
Конторович А.Э., Добрецов Н.Л., Дуплякин В.К., Коржубаев А.Г., Кулешов В.В., Лихолобов В.А., Пармон В.Н., Сафронов А.Ф., Суслов В.И. Стратегия развития нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока – важнейший национальный проект России на первую четверть XXI века, ее значение для экономики России и энергетической дипломатии в АТР.....	9
Санчаа А.М., Неведрова Н.Н., Суролина И.В. Трехмерное моделирование для восстановления геоэлектрической структуры сложных геологических объектов (на примере Баргузинской впадины)	18
Селезнев В.С., Соловьев В.М., Сысоев А.П., Бабушкин С.М., Брыксин А.А. Новые технологии геофизических работ при поисках и эксплуатации нефтегазовых месторождений	21
Мельников Н.В., Филипцов Ю.А., Вальчак В.И., Смирнов Е.В., Боровикова Л.В. Чуньский осадочный бассейн как новый крупный объект поисков месторождений углеводородов на западе Сибирской платформы	27
Шемин Г.Г. Опыт выделения Ерёминско-Чонской гигантской нефтяной залежи в вендском карбонатном комплексе Сибирской платформы ...	31
Соболев П.Н., Шиганова О.В. Палеофлюидодинамическая модель формирования зон нефтегазоаккумуляции в центральной части Лено-Тунгусской НГП	38
Парфенова Т.М., Меленевский В.Н. Оценка нефтепроизводящих пород Куонамского комплекса отложений Лено-Амгинского междуречья (юго-восток Сибирской платформы).....	43
Сурнин А.И. Фитогеохимический прогноз перспектив нефтегазоносности локальных площадей на малоизученных территориях Байкитской НГО	47
Мигурский А.В., Старосельцев В.С. Чайкинское поднятие – новый крупный объект нефтегазопромысловых работ на Сибирской платформе	51
Конторович А.Э., Каширцев В.А., Москвин В.И., Бурштейн Л.М., Костырева Е.А., Хлыстов О.М. Проблема нефтеносности озера Байкал	56
Конторович А.Э., Фомин А.Н., Сенников Н.В., Зайцев А.И., Зубова Е.А., Ямкова Л.С. Прямые поиски залежей углеводородов на территории Степного Алтая методом газогеохимической съемки по снегу	60
Гордеева А.О. Прогноз сохранности залежей УВ в Южно-Тунгусской НГО и на сопредельных площадях после внедрения траппов	66

Жабин В.В. Продукты криогенеза – как поисковый признак коренных источников твердых полезных ископаемых	70
Беляев Е.В. Новое перспективное направление развития минерально-сырьевой базы апатита Сибири	73
Изаров В.Т. Состояние недропользования в России и перспективы расширения геологоразведочных работ на нефть и газ в Восточной Сибири.....	78
Коржубаев А.Г., Эдер Л.В., Филимонова И.В. Состояние и прогноз рынков нефти, газа, продуктов нефтехимии и гелия в АТР и перспективы развития нефтегазового комплекса России	84
Крюков В.А., Токарев А.Н., Шмат В.В. Проблемы дифференциации налогообложения в газовой промышленности России	88
Калинина Л. М., Конторович В.А. Прогноз фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и выявление сложнопостроенных залежей углеводородов келловей-волжских отложений в переходной области седиментации Западной Сибири	92
Хавкин А.Я. О значимости наноявлений в технологиях нефтегазодобычи	97
Суслов В.И., Коржубаев А.Г. Государственные приоритеты развития систем транспорта нефти и газа в России	102
Моисеев С.А., Фомин А.М., Топешко В.А., Белова Е.В., Гордеева А.О., Константинова Л.Н., Кузнецова Е.Н. Литолого-фациальное районирование венд-нижнекембрийских отложений южных и центральных районов Сибирской платформы	104
Волкова К.Н. Обоснование экономической эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ за счет средств государственного бюджета в Восточной Сибири и республике Саха (Якутия).....	107
Елгин В.В., Ермилов О.М., Кононов В.И., Зинаидова Т.И. Роль нефтегазового сектора в развитии северных регионов	112
Моисеев С.А., Топешко В.А., Ерёмин Ю.Г. Состояние лицензирования и геолого-экономическая оценка освоения участков нераспределенного фонда недр в Восточной Сибири на примере Иркутской области.....	119
Щукина В.Н. Особенности рекультивации нефтезагрязненных земель Тюменской области	121
Соловьев М.В., Конторович В.А., Калинина Л.М. Особенности строения и условий формирования залежей углеводородов в верхней юре южной части Каймысовского НГР	125
Троянов А.К., Астраханцев Ю.Г., Начапкин Н.И., Епископосова С.К. Сейсмоакустическая эмиссия геосреды (акустическая шумометрия) в нефтяных и газовых скважинах.....	128
Троянов А.К., Астраханцев Ю.Г., Начапкин Н.И., Прудис А.С. Динамика геосреды и изменчивость параметров сейсмоакустической эмиссии в Кольской сверхглубокой скважине.....	134
Яценко И.Г., Полищук Ю.М. Сравнительная характеристика свойств вязких нефтей в зависимости от уровня теплового потока	139

Жуков К.А. Геоинформационная система «Нефть и газ Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)» – инструмент разработки программы создания и освоения новых центров нефтегазодобычи	144
Конторович А.Э., Золотова О.В., Рыжкова С.В. Методика рационального планирования геологоразведочных работ на участках недр, предполагаемых к лицензированию в южных районах Западной Сибири.....	148
Елишева О.В. Методические приемы оконтуривания зоны генерации УВ, на базе программного пакета «GENEX», как основы для прогноза нефтегазоносности Омского Прииртышья.....	152
Долгаль А.С., Христенко Л.А. Оптимизация комплекса наземных геофизических наблюдений при поисках рудного золота (на примере восточного склона Кузнецкого Алатау)	157
Неверов А.А., Неверов С.А., Тапсиев А.П., Устюгов М.Б., Фрейдин А.М. Перспективные способы выемки рудных залежей системами с обрушением	162
Куликов В.А., Моисеев Б.Ю., Нефедкина Т.В., Хогоев Е.А., Сагайдачная О.М., Дунаева К.А. Сейсмический мониторинг геологической среды в условиях поверхностно выраженных сейсмодислокаций (результаты изучения анизотропных сред).....	165
Дунаева К.А., Сагайдачная О.М. Вопросы обработки сейсмической информации с построением специальных дискретных вейвлетов для решения нетрадиционных задач сейсморазведки.....	169
Лужецкий В.Г. Сейсмические разрезы, ледниковые и межледниковые горизонты, осадконакопление на Посольской банке озера Байкал.....	174
Ведерников Г.В., Хогоев Е.А. Прогноз залежей УВ по характеристикам микросейсм при сейсморазведочных работах МОГТ	179
Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Конторович А.А., Старосельцев В.С., Мандельбаум М.М., Мигурский А.В., Моисеев С.А., Сафронов А.Ф., Ситников В.С., Еремин Ю.Г., Быкова О.В. Новые структурные и тектонические построения по рифейско-вендскому нефтегазоносному комплексу Сибирской платформы	183
Борисова Л.С., Фомин А.Н., Фурсенко Е.А. Фазовое состояние углеводородных флюидов Западной Сибири	188
Злобина О.Н. Новые возможности геоморфологического метода в решении задач нефтегазовой геологии	193
Филатов В.В., Светозерский О.Ю. Использование фрактальных особенностей среды при комплексировании геолого-геофизических данных	198
Паули Н.И. Помехоустойчивая адаптивная цифровая обработка сигнала для наземно-скважинной электроразведки и метода вызванной поляризации	203
Павлов Е.В. Зондирование становлением поля с использованием установок «петля-петля» и «петля-линия»	208

Антонов Е.Ю., Шеин А.Н. Разделение эффекта становления и явления вызванной поляризации при зондировании поляризующихся сред методом переходных процессов	213
Серов А.Ф., Назаров А.Д., Бодров М.В. Аппаратура и алгоритм для автоматизированного контроля нефтедобычи у скважины.....	218
Барышников В.Д., Барышников Д.В., Качальский В.Г. Опыт применения инклинометрического метода для контроля за сдвигами закладочного массива при подземной разработке месторождений ...	225
Усков В.А., Усков Д.В. Об учете анизотропии прочности трещиноватого массива (на примере шахты «Молодежная» Донского ГОКа).....	229
Еременко В.А., Еременко А.А., Колтышев В.Н., Штирц В.А. Геодинамическое районирование удароопасного железорудного месторождения	233
Лобанова Т.В. Исследование геодинамической активности Таштагольского месторождения методами спутниковой геодезии	239
Цинкер Л.М., Смирнов С.М., Веселов А.И. Геодинамическое районирование железорудных месторождений Алтае-Саянской складчатой области, разрабатываемых подземным способом	244
Чередников Е.Н., Савченко А.В. Динамика работы штангового насос-пульсатора для волнового воздействия на продуктивный пласт	249
Савченко А.В. Обоснование и расчёт параметров насос-пульсаторных систем для волнового воздействия на нефтепродуктивный пласт.....	252
Сердюков С.В., Алексеев А.С. Навеленная сейсмичность в оценке свойств продуктивных пластов	256