

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ГОУ ВПО «СИБИРСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ ГЕОДЕЗИЧЕСКАЯ АКАДЕМИЯ»

ГЕО-СИБИРЬ-2006

Т. 5

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

Сборник материалов
международного научного конгресса

Новосибирск
СГГА
2006

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
Доктор технических наук, профессор СГГА
А.И. Каленицкий

С 26 ГЕО-Сибирь-2006. Т. 5. Недропользование. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых : сб. материалов междунар. научн. конгресса «ГЕО-Сибирь-2006», 24 – 28 апреля 2006 г., Новосибирск. – Новосибирск : СГГА, 2006. – 264 с.

ISBN 5-87693-201-9

В сборнике опубликованы материалы международного научного конгресса «ГЕО-Сибирь-2006» 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 5-87693-201-9

© ГОУ ВПО «Сибирская государственная
геодезическая академия», 2006

ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ АЭРОГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

В настоящее время аэрогеофизика является одним из наиболее эффективных средств оценки сырьевых ресурсов территорий. Аэроэлектромагнитные методы в комплексе с магнитометрией, гамма-спектрометрией и рядом другими методами составляют надежную основу поиска ряда важных полезных ископаемых, из которых получают цветные и благородные металлы, алмазы и др. Достаточно сказать, что большая часть прироста разведанных запасов никеля, меди, цинка, свинца в Северной Америке получают последние 50 лет из месторождений, прогнозируемых с помощью аэрогеофизики.

Большие перспективы у аэрогеофизики, при исследовании территорий перспективных на углеводороды. На сегодняшний день в результате исследований зоны эпигенеза верхней части разреза можно считать доказанной вертикальную миграцию УВ во всех случаях. Интенсивность наблюдаемых геофизических аномалий заметно зависит от условий образования залежей. Феноменологической основой решения задачи локализации зон эпигенеза является измененная микроструктура и вещественный состав над всеми известными залежами УВ, что приводит к достаточно прогнозируемой модификации геофизических полей, в том числе и электромагнитных характеристик. Ореольные изменения над залежами УВ, образовавшиеся при миграции легких газообразных фракций, доходят до верхних горизонтов и становятся доступными для изучения современными аэрогеофизическими системами. Как правило, аномальные зоны тяготеют к проекции водонефтяного контакта на поверхность наблюдения.

Аэрогеофизические системы для стадии регионального изучения территорий.

Аэрогеофизические системы хорошо фиксируют особенности строения фундамента и унаследованных структур осадочного чехла, блоковое строение, тектонику с использованием самолетных систем (рис. 1). В зависимости от характера решаемых задач для построения аэрогеофизических систем сбора и обработки



Рис. 1. Система «МегатеМ»

комплекса геофизических полей естественного и техногенного происхождения используют различные виды авианосителей. Для задач региональной стадии применяют, как правило, среднемагистральные авианосители. Высота полета (300-500) м, скорость - (300-500) км/ час. Примером наиболее мощной системы развернутой на и внутри фюзеляжа четырехмоторного авиалайнера DHC – 7 является MEGATEM, Fugro Airborn Surveys, Canada (рис. 1).

Глубинность исследований с использованием этой системы весьма высока, однако разрешающая способность не позволяет эффективно выполнять локальный прогноз объектов на поисково-оценочном этапе геолого-геофизического процесса.

Технические средства для высокоразрешающей маловысотной аэрогеофизики. Заметной тенденцией развития аэрогеофизики, которое получило широкое распространение на Западе в последние годы, является использование вертолетных разведочных платформ. По своим техническим характеристикам вертолетные платформы существенно превосходят самолетные системы, благодаря новым техническим решениям в области специальных авианесущих конструкций, мощного электромагнитного канала, приближения геофизических сенсоров к объекту исследования. На рис. 2 , 3 представлен внешний вид и основные технические и конструкторские решения платформ А1 (СНИИГГиМС, Сибгеотех, НГТУ), А4 (Сибгеотех, НГТУ),



разработанных в России (патент РФ №2201603.), Aeroquest, Geotech (Canada).

Рис. 2. Платформа «Импульс - А1»

Разработка аэрогеофизических систем на мировом рынке является прерогативой специализированных контрагентов, в виду высокой стоимости и сложности проектов и проблем измерения слабых электромагнитных полей.

Основной отличительной особенностью аэрогеофизических платформ является переход на новую конфигурацию источника вихревого

электромагнитного поля, что обеспечивает высокий магнитный момент источника $M > 10^6 \text{ Ам}^2$. Аэрогеофизические платформы серии «Импульс-А» предназначены для проведения высокоразрешающих комплексных низкопрофильных аэрогеофизических исследований методами становления поля, гамма-спектрометрии, магнитометрии и теплотометрии. Глубинность электромагнитного канала платформы «Импульс-А4» до 500 м. Способ перемещения платформ на подвеске под фюзеляжем вертолета Ми-8. Используется трос-кабель длиной до 50 м.



Рис. 3. Платформа «Импульс – А4 »

Высота полета платформы (30-50) м от поверхности исследования. Скорость полета 100-120 км/час. Ресурсное разовое время работы аэрогеофизического оборудования при автономном питании составляет 3 часа. При отборе мощности от генератора вертолета ($P = 10 \text{ КВА}$) ресурс ограничивается полетным временем вертолета. Аналогичную структуру построения имеет платформа канадского производства AeroTEM-4 (рис. 4).



Рис. 4. Вертолетная платформа «Aeroquest»

Выводы:

- В настоящее время на Западе большая часть поисково-оценочных исследований до глубин 300 - 500 м проводятся с помощью аэрогеофизики. Наземные исследования применяются исключительно, как заверочные в местах обнаружения целевых объектов. Часто аэрогеофизические аномалии передаются сразу под заверочное бурение.

- Использование вертолетных геофизических платформ нового поколения позволяет подойти к решению широкого круга задач, решавшегося ранее только при помощи наземной геофизики.

- Приближение сенсоров и передатчиков к поверхности наблюдения на сверхнизкой траектории полета и высокая точность регистрации геофизических полей позволяет обнаруживать новые поисковые объекты даже там, где ранее проводилась наземная геофизика.

– Стоимость комплексных вертолетных аэрогеофизических съемок на порядок меньше стоимости аналогичных видов наземной съемки.

© Г.М. Тригубович, В.С. Старосельцев, 2006

РЕСУРСНАЯ БАЗА ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ «ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ – ТИХИЙ ОКЕАН»

Во исполнение Распоряжения Правительства Российской Федерации № 1737-р от 31.12.2004 г. [1] о строительстве трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО), Минпромэнерго России совместно с ОАО «АК «Транснефть» разработало предложения об этапах строительства (приказ № 91 от 26.04.2005 г.) [2]. Маршрут трубопровода пройдет от Тайшета до тихоокеанского побережья через Усть-Кут, Тынду, Сковородино. После завершения строительства первого этапа (Тайшет – Сковородино) во втором полугодии 2008 года, могут быть начаты первые поставки нефти по комбинированной трубопроводно-железнодорожной системе: от Тайшета до Сковородино по нефтепроводу с максимальной пропускной способностью 30 млн. т в год, а далее по железнодорожному транспорту. В дальнейшем планируется достроить трубопровод до тихоокеанского побережья, увеличив пропускную способность системы до 80 млн. т.

Предполагается, что по нефтепроводу будет поставляться нефть восточносибирских и западносибирских месторождений. Для обеспечения заданного объема поставок западносибирской нефти необходимо скорейшее начало освоения нераспределенного фонда недр на территориях, прилегающих к системе действующих нефтепроводов из Западной Сибири до Иркутска. К таким территориям относится Александрово-Устьимский район, расположенный на юго-востоке Западной Сибири. Основными перспективными районами нефтедобычи Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) являются Талаканско-Верхнечонский и Юрубчено-Куюмбинский центры. Также по системе ВСТО решила качать нефть с Ванкорского месторождения компания «Роснефть» [3] Маршрут транспортировки нефти и вовлекаемые территории показаны на рис. 1.

Согласно проекту сетевого графика проектирования строительства I этапа трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» [4], в течение 2005-2006 гг. будет разработано ТЭО и осуществлено проектирование (рис. 2). В середине 2006 г. начнется строительство первого этапа. Во втором полугодии 2008 года планируется завершить этот этап, включающий участок трубопровода Тайшет – Сковородино и первый пусковой комплекс нефтетерминала в бухте Перевозная. В районе Сковородино предполагается сооружение нефтеналивной железнодорожной эстакады для транспортировки нефти к побережью. По завершении строительства первого этапа планируется начать поставки нефти западносибирских месторождений по системе ВСТО на экспорт в страны АТР. К моменту завершения первого этапа в 2008 году, будут построены нефтепроводы-подключения от Талаканского и Верхнечонского месторождений и от Юрубчено-

Тохомского и Куюмбинского месторождений. Таким образом, в 2009 году могут быть начаты поставки нефти с указанных месторождений к Тихоокеанскому побережью по комбинированному трубопроводно-железнодорожному маршруту. Прогнозные объемы поставок нефти по трубопроводной системе ВСТО показаны в табл. 1. В первые годы (2009 – 2010 гг.) нефть будет перевозиться по комбинированной трубопроводно-железнодорожной системе транспорта и с 2011 г. – только по нефтепроводу. В том числе с 2009 г. начнутся поставки с базовых месторождений Восточной Сибири.

Рассмотрим структуру поставок нефти западносибирских и восточносибирских месторождений.

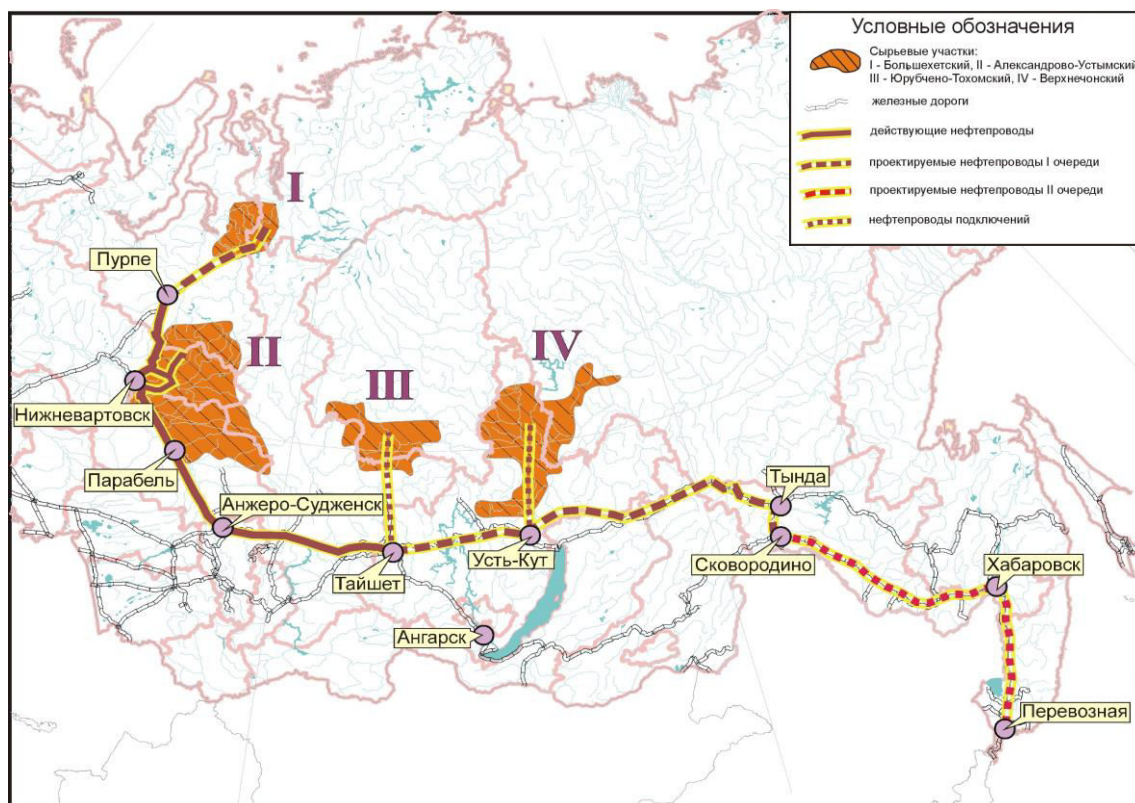
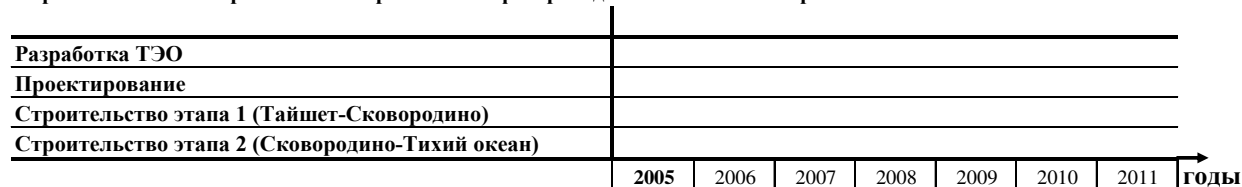
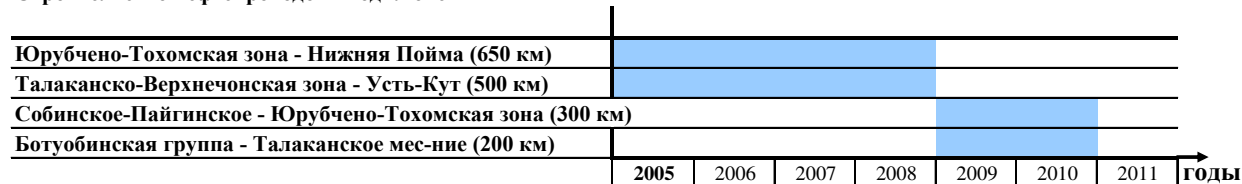


Рис.1. Сырьевая база трубопроводной системы Восточная Сибирь – Тихий Океан

Строительство экспортного магистрального нефтепровода "Восточная Сибирь - Тихий океан"



Строительство нефтепроводов - подключений



Строительство нефтепровода Ванкорское месторождение - Пурпе

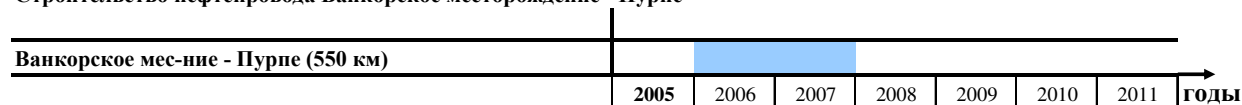


Рис.2. Этапы строительства трубопроводной системы Восточная Сибирь - Тихий океан

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

	Годы						
	2008	2009	2010	2011	2015	2020	2025
ВСЕГО, млн. т	0,0	9,0	23,2	42,6	61,3	80,0	80,0
в т.ч.: комбинированный							
трубопроводно-железнодорожный транспорт	0,0	9,0	23,2	0,0	0,0	0,0	0,0
нефтепроводный транспорт	0,0	0,0	0,0	42,6	61,3	80,0	80,0
в т.ч.: из Западной Сибири	0,0	5,0	10,0	24,0	24,0	24,0	0,0
из Восточной Сибири	0,0	4,0	13,2	18,6	37,3	56,0	80,0

Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия)

В Восточной Сибири открыт и разведан ряд уникальных и крупных по запасам месторождений нефти и газа, имеется значительный ресурсный потенциал, что позволяет рассматривать этот регион в качестве перспективного центра нефтегазодобычи на востоке России.

В настоящее время проектными институтами, добывающими компаниями и другими организациями выполняются работы, связанные с оценкой перспектив нефтегазоносности углеводородных объектов Восточной Сибири, потенциальных уровней добычи углеводородов, направлений их транспортировки и реализации и т.д. В СНИИГГиМС в 2005 г. разработана и утверждена в МПР РФ «Программа геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)» [5], соответствующая основным положениям принятой Правительством РФ «Энергетической стратегии России на период до 2020 г.». Одним из результатов этой работы явилась Карта геолого-экономического обоснования подготовки и освоения ресурсной базы углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) (рис.3). На карте показаны объекты углеводородного сырья, дана

оценка перспектив нефтегазоносности, возможные уровни добычи углеводородов, направления транспортировки, приведены результаты оценки эффективности освоения ресурсной базы углеводородного сырья Восточной Сибири.

Как видно на карте, группы месторождений территориально вытянуты цепочкой, что позволяет создать единый транспортный коридор для нефти и газа и минимизировать затраты на освоение. Каждое из шести крупнейших углеводородных месторождений Эвенкийского АО, Иркутской области и Республики Саха: Юрубчено-Тохомское газоконденсатнонефтяное, Куюмбинское газоконденсатно-нефтяное, Ковыктинское газоконденсатное, Чаяндинское газоконденсатное с нефтяной оторочкой, Верхнечонское газоконденсатнонефтяное и Талаканское газонефтяное может являться базисным для начала освоения нефтяных и газовых ресурсов Восточной Сибири. Освоение запасов и ресурсов категорий C_1 и C_2 базисных месторождений позволит обеспечить длительную и стабильную добычу нефти на уровне 25-30 млн. тонн в год (рис. 4).

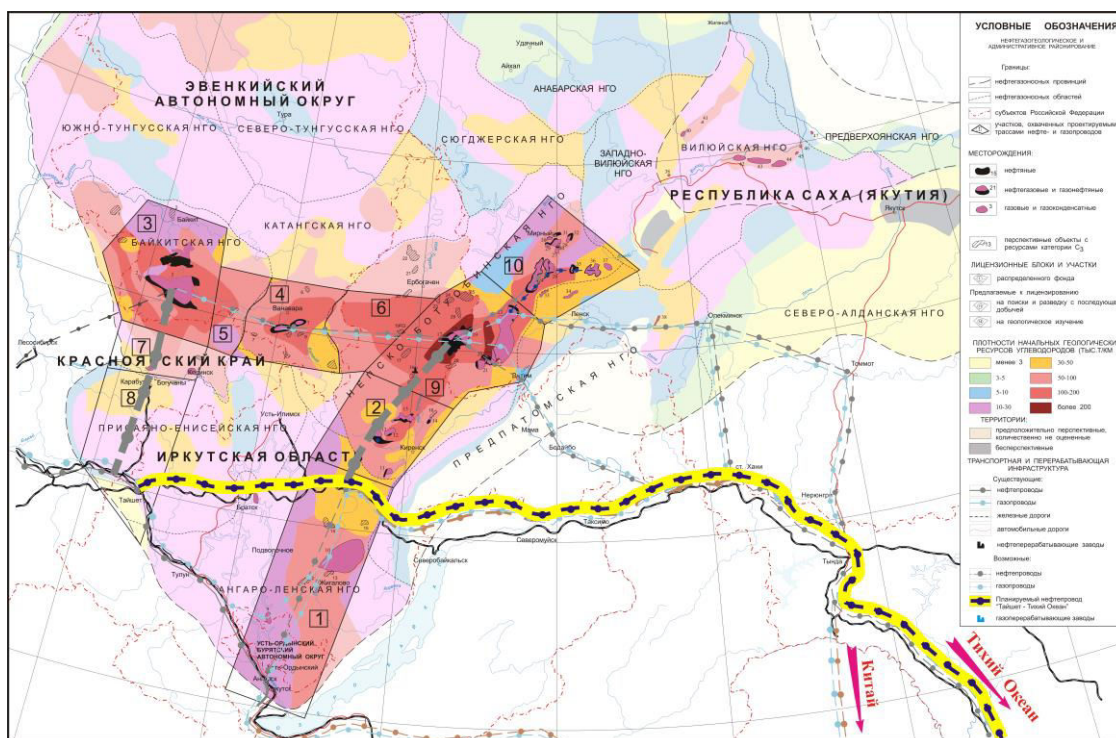


Рис.3. Карта геолого-экономического обоснования подготовки и освоения ресурсной базы углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)

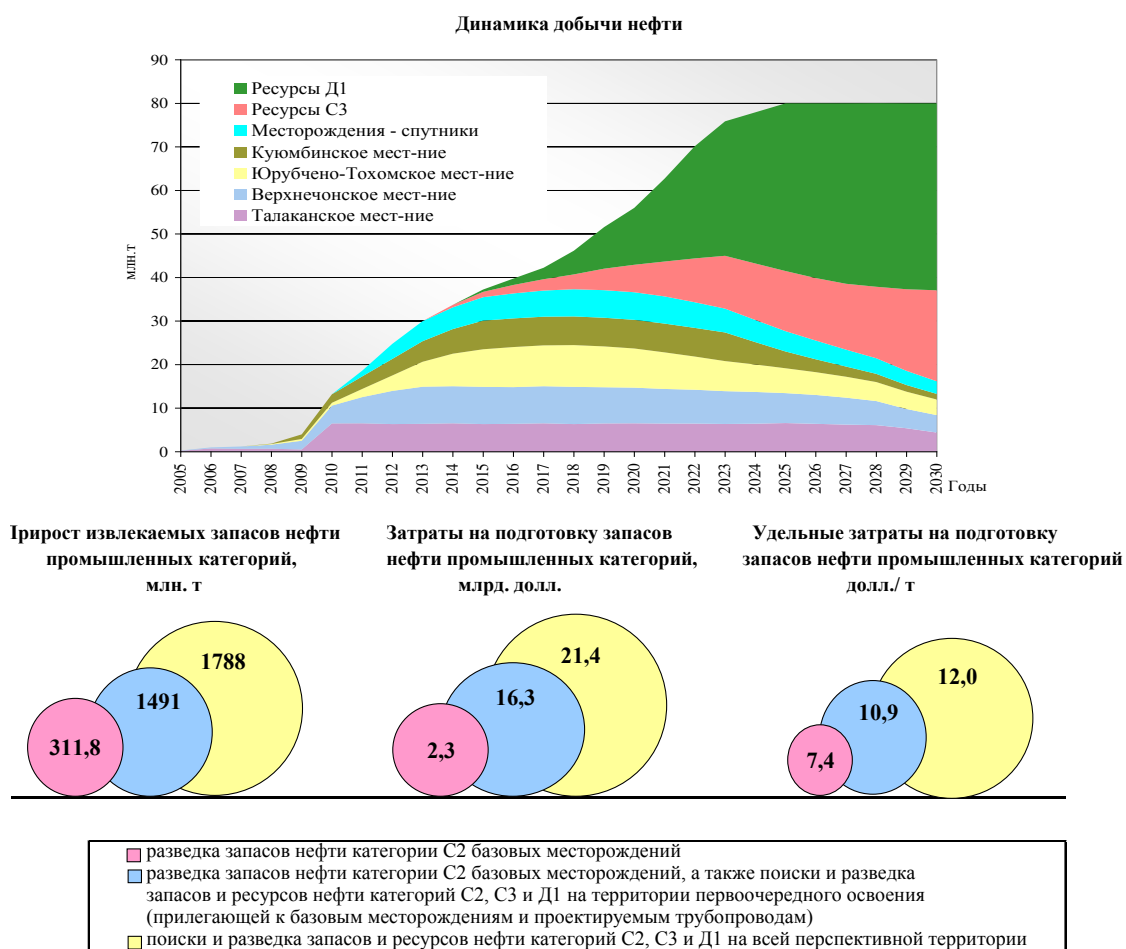


Рис.4. Основные показатели подготовки запасов и добычи нефти Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)

В то же время совершенно очевидно, что без учета всех разведанных, выявленных запасов и перспективных и прогнозных ресурсов проекты строительства таких крупнейших транспортных систем, как экспортный

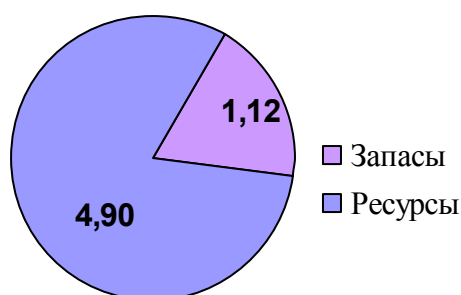


Рис.5. Структура извлекаемых запасов и ресурсов нефти юга Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)

нефтепровод протяженностью свыше трех тысяч километров могут оказаться нерентабельными, 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. При планировании таких крупных инвестиционных проектов необходим учет не только разведанных запасов нефти и газа распределенного фонда недр, но и запасов нераспределенного фонда, а также перспективных и прогнозных ресурсов категорий C₃ и D₁ территорий,

непосредственно прилегающих к крупнейшим месторождениям и охватываемых планируемой транспортной системой (в зоне шириной около 200

км). Оценка ресурсов нефти и газа во много раз превосходит имеющиеся запасы (рис. 5). С учетом этих ресурсов нефтедобыча в Восточной Сибири потенциально может достичь уровня 50 - 80 млн. тонн в год.

Для достижения прогнозируемых объемов добычи нефти на рассматриваемых территориях необходимо лицензирование территорий и выполнение на них геологоразведочных работ (ГРР). В «Программе геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)» [5] предложена программа геологического изучения и предоставления в пользование территорий юга Сибирской платформы.

Согласно разработанному в ФГУП «СНИИГГиМС» плану лицензирования всего на территории Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) выделяется более 200 перспективных лицензионных участков. Это коммерчески доступная сырьевая база, которая будет осваиваться в первую очередь (см. Карту лицензирования на рис. 6). Предлагаемый средний размер лицензионного участка (4 тыс. км²) обусловлен рядом факторов, как геологического, так и общего характера. Кроме того, весь процесс освоения месторождений и перспективных участков Восточной Сибири свидетельствует о том, что распределение мелких участков, в конечном счёте, не приведет к увеличению числа инвесторов. По каждому участку определены основные показатели: площадь, основные продуктивные горизонты, расстояния до действующих (проектируемых) нефте- и газопроводов. Показатели геолого-геофизической изученности включают в себя существующую на настоящий момент плотность сети сейсмопрофилей, количество глубоких скважин, пробуренных на территории участка, месторождения и структуры с ресурсами категории С₃ на территории участка, объём извлекаемых запасов и ресурсов нефти и газа по категориям. Выполненная оценка ресурсного и экономического потенциала по каждому участку включает в себя возможный прирост запасов промышленных категорий, потенциальные извлекаемые запасы категории С₁, возможный максимальный годовой объём добычи углеводородов и стоимостную оценку участка.

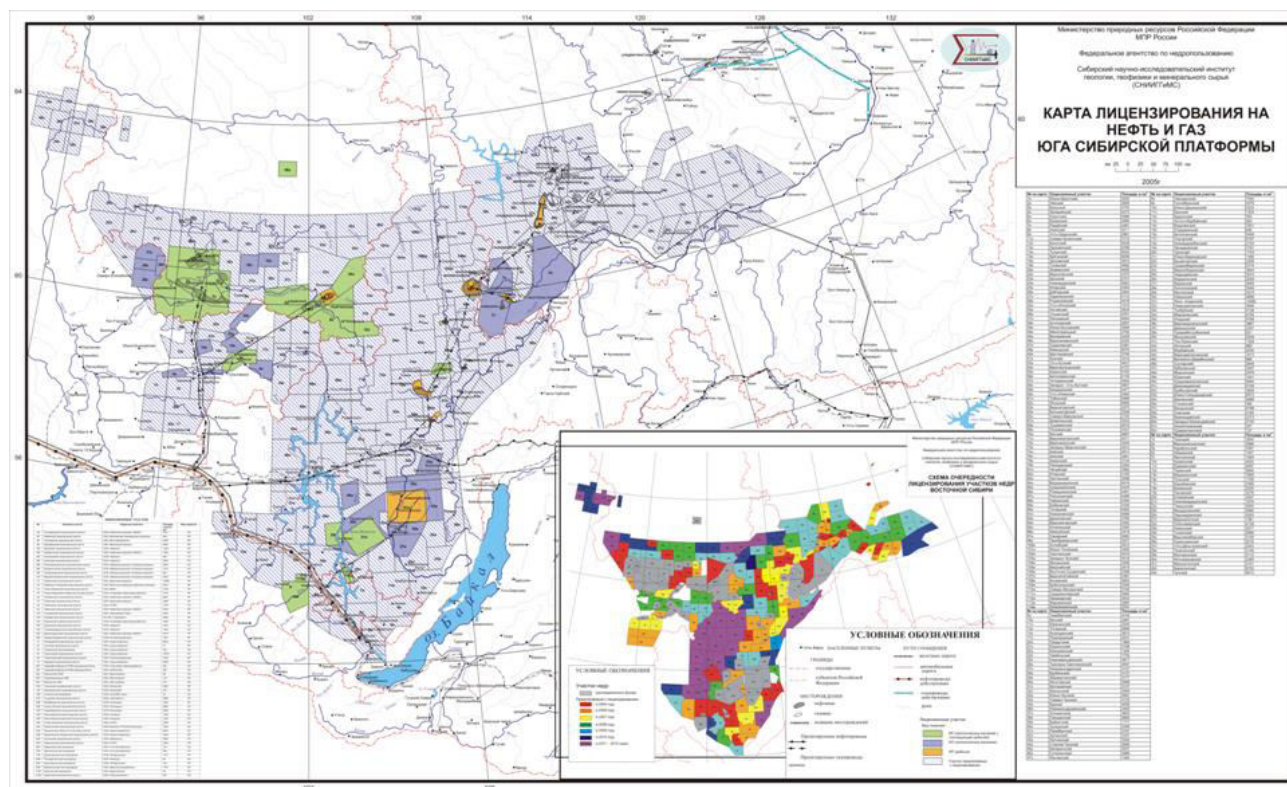


Рис.6. Карта лицензирования на нефть и газ южных территорий Сибирской платформы

Оценка всех вышеперечисленных характеристик участков позволила определить очередность их лицензирования. Наиболее перспективные, а также уже подготовленные к лицензированию участки предлагается распределить в течение ближайших двух лет. Участки, предлагаемые к лицензированию в 2007 и последующих годах, как правило, слабо изучены сейсморазведкой и глубоким бурением, на их территории нет выявленных запасов и перспективных ресурсов нефти и газа. В связи со слабой изученностью инвестиционная привлекательность этих территорий на настоящее время невысока. Для её повышения предлагается выполнить на слабоизученных участках цикл геологоразведочных работ, финансируемых за счёт госбюджета (рис. 7).

Нефть восточносибирских месторождений может потребляться как на восточносибирских нефтеперерабатывающих заводах, так и в странах АТР. От соотношения поставок на внутренний и внешний рынки зависит ресурсная обеспеченность экспортных трубопроводов. Внутренний спрос на нефть в рассматриваемых регионах формируется потребностью в сырой нефти нефтеперерабатывающих заводов Восточной Сибири и Дальнего Востока. По оценкам специалистов ИГНГ СО РАН потребность восточных НПЗ (без Ачинского НПЗ) с текущих 20 млн. т/год увеличится к 2020 году до 23 млн. т/год [6]. Если сырье для этих заводов и дальше будет поставляться с месторождений Западной Сибири, то весьма реалистично выглядит стратегия поставок нефти восточносибирских месторождений на экспорт в страны АТР по проектируемой системе ВСТО.

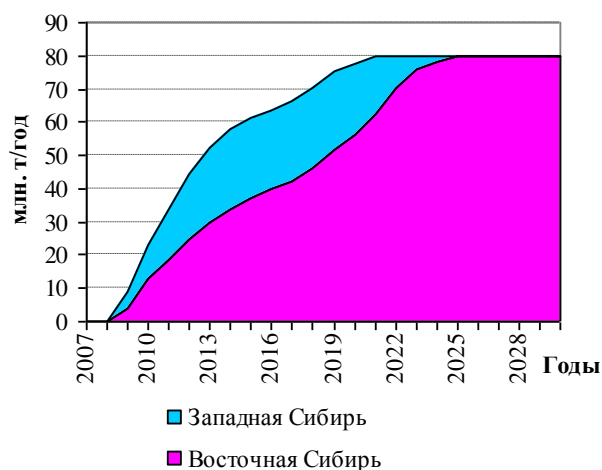


Рис. 8. Объемы поставок нефти на экспорт из Западной и Восточной Сибири

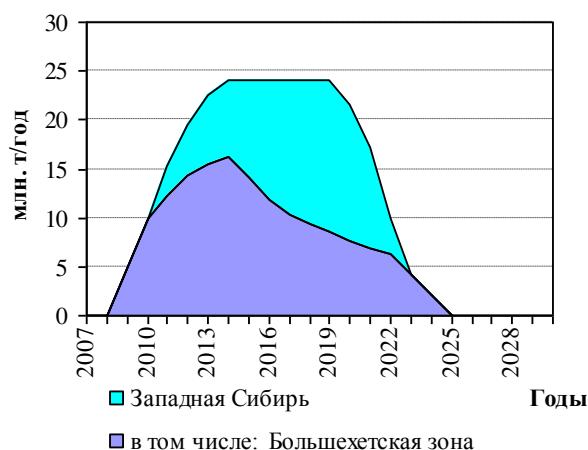


Рис. 9. Прирост объемов поставок нефти из Западной Сибири

Большехетская зона

Как уже говорилось выше, одним из центров сырьевых центров системы ВСТО может стать группа месторождений Большехетской зоны. Извлекаемые запасы этих месторождений оцениваются в 256,1 млн. т (см. рис. 10). Сузунское месторождение подготовлено к освоению, остальные месторождения находятся в разведке. Месторождения Большехетской зоны в настоящий момент не разрабатываются. Учитывая отсутствие инфраструктуры и трубопровода, экономически целесообразно совместное освоение всех указанных месторождений.

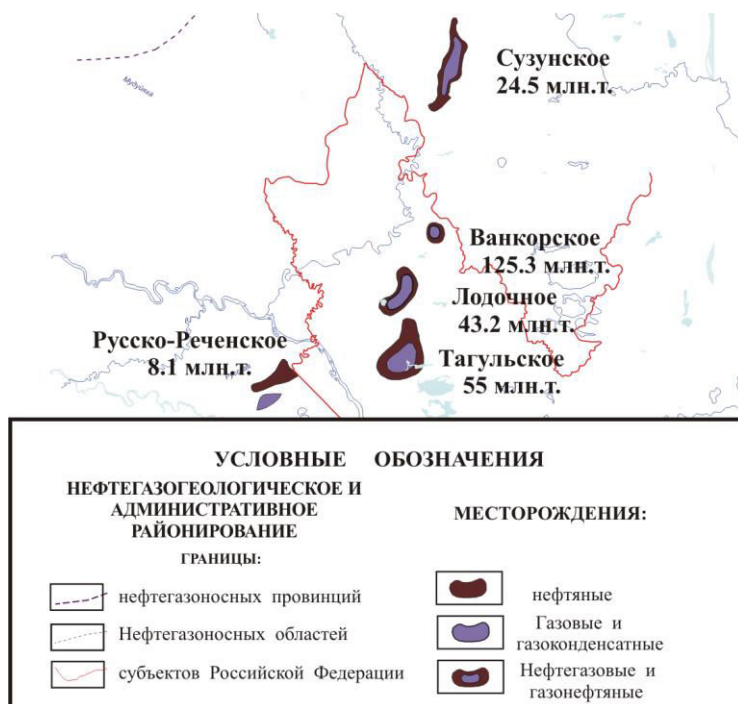


Рис.10 Запасы месторождений Большехетской зоны

Прогнозный суммарный объем добычи нефти на указанных месторождениях может достигать 16 млн. т (см. рис. 11). Для достижения указанных показателей, необходимо построить нефтепровод от месторождений Большехетской зоны до ближайшего пункта врезки магистральный нефтепровод и проведение геологоразведочных работ для подготовки месторождений к промышленной эксплуатации. Предполагается, что нефтепровод пройдет от Ванкорского месторождения до Пурпе. Его протяженность составит 550 км. Строительство окончится в 2008 году.

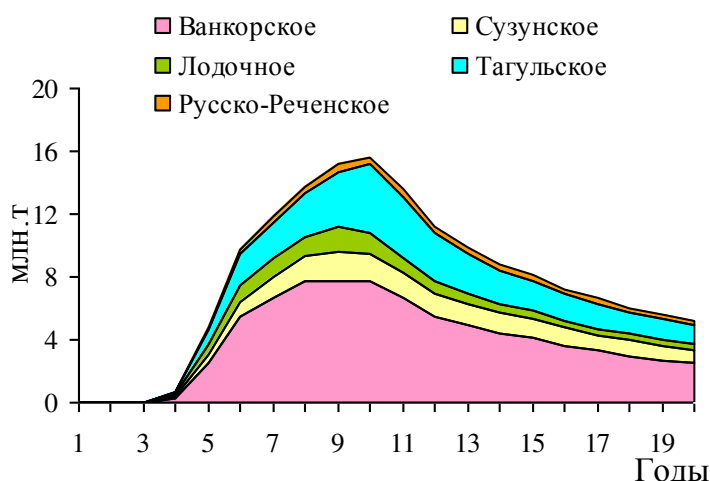


Рис.11. Объемы добычи нефти по
Большехетской зоне

Таким образом, из рис. 9 видно, что из 24 млн. т нефти в год, поставляемых из системы западносибирских нефтепроводов в систему ВСТО, с месторождений Западной Сибири необходимо обеспечить поставки от 8 до 18 млн. т/год.

Юго-Восток Западной Сибири

Указанный прирост поставок нефти на восток из Западной Сибири можно обеспечить за счет запасов и ресурсов нераспределенного фонда недр территорий, прилегающих к системе магистральных нефтепроводов Западной Сибири. Эти месторождения находятся в восточной части Ханты-Мансийского автономного округа и Томской области. Их извлекаемые запасы составляют 620 млн. т.

Основным (базовым) продуктивным уровнем территории Томской области да и в целом юго-восточных регионов Западной Сибири является **верхнеюрский** - Васюганский региональный нефтеносный горизонт (группа пластов Ю₁) и составляет 50% всех прогнозных извлекаемых ресурсов.

Большие перспективы Томского региона связываются с **нижне-среднеюрскими** НГК, коэффициент разведанности ресурсов (отношение запасов категорий А+В+С₁+С₂ и накопленной добычи к начальным суммарным ресурсам) составляет примерно 7,5%. Следовательно, более 90 (□92,5) процентов ресурсов УВ относится к категориям перспективных и прогнозных вместе взятых.

Для перевода их в разведанные запасы необходимо усиление геологоразведочных работ в этих районах с долевым участием государства и нефтяных компаний, которым могут быть представлены льготные экономические условия. Первый шаг заключается в уже начавшемся бурении параметрических скважин Восток 1 и Восток 3. Так по Скважине №3 уже получены материалы бурения и специалисты СНИИГГИМСа во время нашей конференции уже работают с керном скважины.

По оценке СНИИГГИМСа извлекаемые ресурсы нефти нераспределенного фонда недр привлекаемого района составляют 1,8 млрд т.

К таким территориям относится Александрово-Устьимская зона на юго-востоке Западной Сибири (рис. 1 и 12). Структура запасов и ресурсов нефти указанной территории показана на рис. 13.

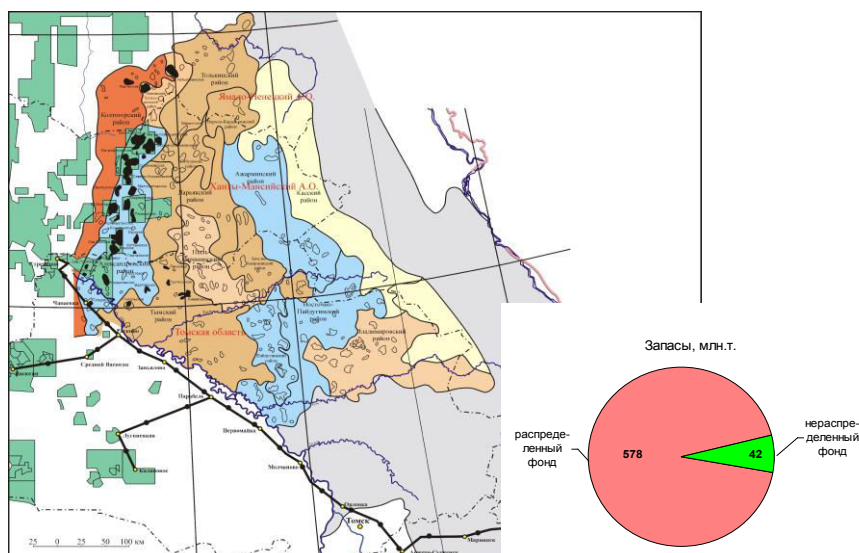


Рис.12. Вовлекаемые территории юго-востока Западной Сибири

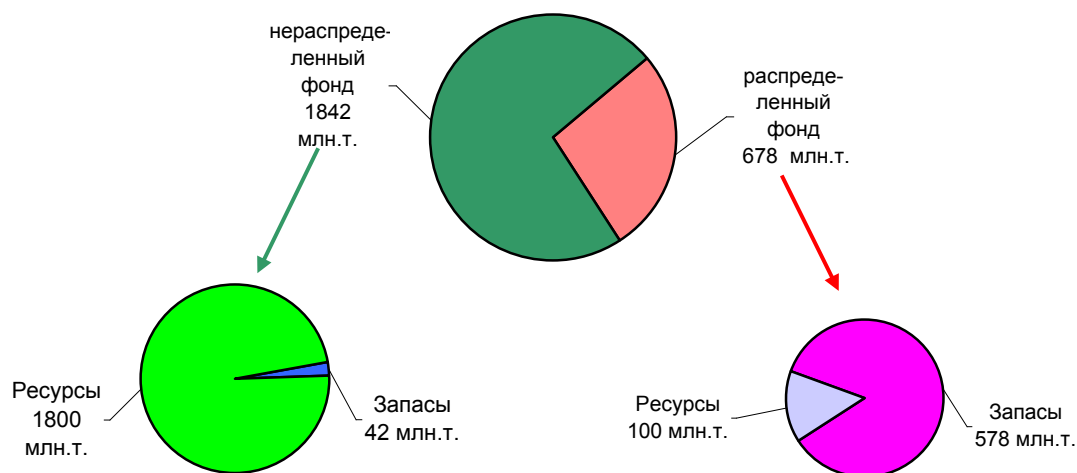


Рис.13. Запасы и ресурсы нефти на юго-востоке Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Авторами рассмотрены 2 возможных варианта поставок нефти Западной Сибири по трубопроводной системе «Восточная Сибирь – Тихий океан» (рис. 14):

– Вариант 1. Предусматривает следующие риски:

– 1) Нефтепровод от Ванкорского месторождения не будет построен в намеченный срок;

– 2) Запасы месторождений юго-востока Западной Сибири не будут подготовлены в необходимом объеме, т.к. в структуре запасов и ресурсов юго-востока Западной Сибири большая часть – ресурсы, и их эксплуатация начнется в более поздний срок.

– В этом случае на начальном этапе необходимый объем транспортировки нефти по системе ВСТО обеспечивается за счет поставок распределенного фонда недр юго-востока Западной Сибири. В дальнейшем начинаются поставки из Большехетской зоны и запасов и ресурсов нераспределенного фонда.

– Вариант 2. Поставки обеспечиваются запасами Большехетской зоны и нераспределенного фонда юго-востока Западной Сибири с последующим освоением ресурсов нераспределенного фонда. Запасы и ресурсы распределенного фонда не привлекаются.

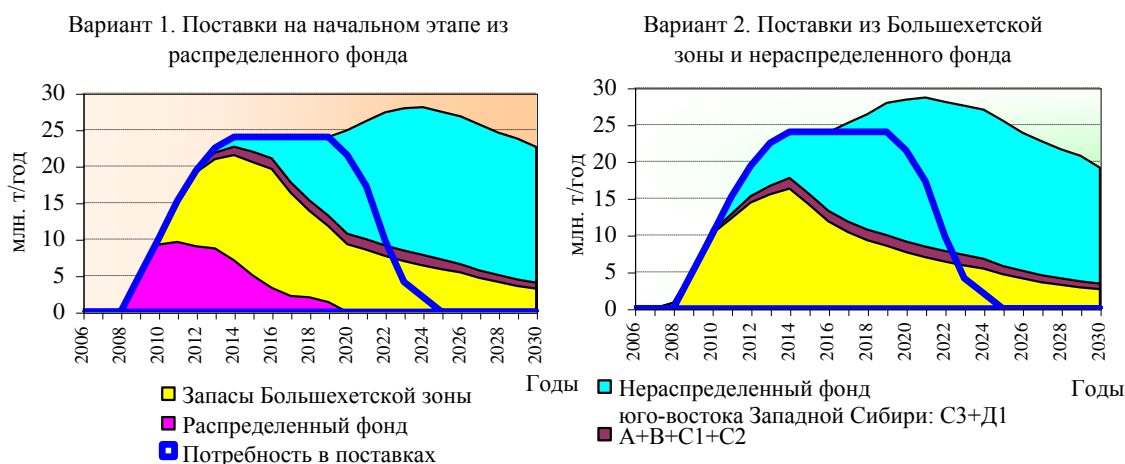


Рис.14. Варианты поставок нефти Западной Сибири в систему Восточная Сибирь -Тихий океан

Таким образом, потребность в дополнительных поставках нефти из распределенного фонда недр Западной Сибири на начальных этапах может составить менее 10 млн. т в год. Чтобы избежать нарушения условий уже выданных лицензионных соглашений, необходимо активизировать процесс геологического изучения и предоставления в пользование территорий юго-востока Западной Сибири.

Исходя из выше сказанного можно сделать следующий **вывод**. Юго-восток Западной Сибири обладает высоким ресурсным потенциалом нефти, что позволит в сочетании с изучением и вовлечением в разработку территорий Восточной Сибири, обеспечить стабильные поставки нефти на экспорт по трубопроводной системе «Восточная Сибирь – Тихий океан».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сообщение для печати - Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1737-р от 31.12.2004 г.
2. Об определении этапов строительства трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» - Приказ Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации № 91 от 26.04.2005 г.
3. А. Сапун - Политический маршрут Ванкора // Нефтегазовая вертикаль – М.2005. - № 14. - С. 62-63.
4. Сетевой график проектирования и строительства I этапа трубопроводной системы "Восточная Сибирь - Тихий океан" // Сайт Минпромэнерго России - <http://www.minprom.gov.ru>
5. Программа геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) // МПР, Новосибирск – Москва, 2005.
6. А. Конторович, А. Коржубаев, Л. Эдер – Восток за счет Запада? // Нефтегазовая вертикаль – М.2005. - № 14. - С. 56-59.

© А.И. Варламов, А.А. Герт, А.Е. Еханин, О.С.Краснов, В.С. Старосельцев, В.С. Сурков, Л.В. Смирнов, В.В. Сапьяник, К.Н. Волкова, 2006

ПАРАСТРУКТУРЫ: БЕЗАЛЬТЕРНАТИВНОЕ РАСЩЕПЛЕНИЕ ЦЕЛОСТНОСТИ ЦИФРОВЫХ ИЗОБРАЖЕНИЙ ПРИРОДНЫХ КОМПЛЕКСОВ

1. Цифровые изображения природных комплексов (топографические, спутниковые, геофизические и др.) являются основными инструментами при поисках и разведке полезных ископаемых. Под цифровым изображением (DM) мы понимаем 2D-3D матрицу событий, объектам которой поставлены в соответствие цифровые значения интенсивности «n» наблюдаемых параметров ($n \geq 1$). Сообщества однородных (тождественных) объектов DM отражают особые состояния исследуемой природной среды, фокусируя внимание исследователя либо на них, либо на специфике их взаимосвязей в рамках структуры целостности DM.

Очевидно, что проблема отождествления объектов произвольной DM или иначе, проблема расщепления ЦЕЛОГО на составные ЧАСТИ, есть одна из ключевых проблем, от решения которых зависит эффективность поисково-разведочных усилий.

2. Успех или неудача на этом пути определяются тремя факторами:

- Тезаурусом пользователя (его знаниями, опытом, интуицией, ожиданиями, предпочтениями и т.п.), детерминирующим отбор целостных цифровых изображений для структурного анализа (процедур отождествления);

- Алгоритмом структурного анализа, направленном на расщепление отобранных целостностей на однородные части - составляющие уникальной структуры;

- Корректностью содержательной интерпретации частей образованной структуры DM.

3. Настоящая работа посвящена решению второй задачи. А именно новой концепции, которую можно определить как СТРУКТУРООБРАЗУЮЩЕЕ ОТОЖДЕСТВЛЕНИЕ объектов цифровой среды (1). В предложенном подходе, в отличие от конвенциональных, традиционалистских, решением является безальтернативное (единственное), коммуникабельное и контролируемое (т.е. объективное) образование – непротиворечивая консистентная структура, CS-структура. Она составлена из непересекающихся сообществ однородных объектов DM, эквивалентно идентифицированных (отождествленных) в многомерном пространстве признаков стационарного состояния DM. Последнее означает, в известном смысле, устойчивое «прошлое» изолированной неравновесной системы, ее более упорядоченное, относительно низкоэнтропийное состояние, развивающееся к более шумовому, более высокоэнтропийному «настоящему».

4. Знаменитый принцип дополнительности Н.Бора постулировал существование неустранимой множественности «точек зрения» на одну и ту же реальность. Тем самым исследователь как бы освобождался от необходимости

следовать какому-либо алгоритму отождествления; правомочность любого из них нельзя ни доказать, ни опровергнуть. Тем более, что сам Бор даже противоположные точки зрения объявлял «не противоречиями, а дополнениями» (2).

Подобная свобода отождествления естественно приводила к ситуациям-парадоксам, структурам-фантомам типа слуховых или зрительных галлюцинаций. Необходимое для интерпретации упорядочивание данных, редукция множества их возможных отождествлений к одной единственной композиции – структуре, подчинялась не объективной тенденции развивающейся системы, а субъективизму пользователя.

5. Редукция многообразия возможных вариантов отождествлений объектов ДМ к единственному напоминает по своей сути процедуру реставрации: восстановление облика «прошлого» из хаоса «настоящего». Идет ли речь о восстановлении древнего храма, текста полусожженной рукописи, истлевших произведений живописи, старинных писем или утраченных кодов и т.п., всюду мы видим один и тот же феномен единственности результата при восстановлении ЦЕЛОГО из ЧАСТЕЙ. Возможное объяснение этому, на наш взгляд, заключается в автоматической гиперболизации ЧАСТИ по сравнению с ЦЕЛЫМ; две ее проекции на «прошлое» и на «настоящее» совмещаются, обеспечивая единственность восстановления «прошлого».

Следует отметить, что соединение ЧАСТЕЙ в ЦЕЛОЕ всегда единственно, обратная же задача: разбиение ЦЕЛОГО на ЧАСТИ, всегда многозначна.

В созданном алгоритме формирования непротиворечивой, объективной CS-структуры единственность решения достигается совмещением «прошлого» и «настоящего» ДМ в каждом ее объекте (3).

6. «Настоящее» ДМ представляет собой хаотическое множество всевозможных случайных ассоциаций объектов в однородные сообщества (элементарные однородности по тому или иному основанию). Для его формирования в алгоритме предусмотрены следующие операции:

- Трансформация исследуемой ДМ в множество $DM(i)$, где i - различные функции преобразования: градиенты, дисперсии, кривизны и др.;
- Каждая трансформированная матрица преобразуется в базовую дихотомию путем разбиения множества ее объектов на два равномоощных, несовместных подмножества;
- Генерирование «настоящего» путем всех возможных пересечений базовых дихотомий между собой с образованием хаотического множества элементарных однородностей.

В созданном море хаотического «настоящего» проступают следы «прошлого», стационарное состояние ДМ. Оно представлено теми элементарными однородностями, которые спонтанно организуются в относительно низкоэнтропийные, высококогерентные цепочки-последовательности, где более мелкие однородности вложены в более крупные. Объекты ДМ идентифицируются этими признаками стационарного состояния и эквивалентно идентифицированные образуют устойчивые непересекающиеся сообщества, однородные части CS-структуры.

7. CS-структура ДМ является уникальной параструктурой, т.е. существующей объективно наряду с множеством других, неуникальных и субъективных, которые, тем не менее, разрешены на ДМ принципом дополнительности. Значимость структурной организации ЦЕЛОГО заключается в направлении и управлении исследовательским вниманием при осмыслении результатов структурирования. Поэтому столь существенна роль CS-технологии – технологии объективной редукции множества возможных структур на произвольном цифровом изображении к одной единственной параструктуре.

Помимо прочих аспектов применения CS-структура обеспечивает исследователю возможность адекватного прогнозирования (пространственной экстраполяции) тех объектов ДМ, что заданы пользователем в качестве «мишени», «цели». Ареал экстраполяции это те части CS -структуры, в состав которых входят отмеченные пользователем объекты. Единственное, что необходимо соблюдать при этом - корректность сопоставления параструктуры с объектами природного комплекса.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Островский Э.Я., Румянцев С.В., ДАН, т.398, №3, 2004.
2. Н.Бор, Успехи физических наук, М, январь, 1962.
3. Островский Э.Я., Румянцев С.В., Фадеев В.А., «Геопрофи», М, № 2, 2005.

© Э.Я. Островский, С.В. Румянцев, В.А. Фадеев, 2006

УДК 550.37:519.63/64

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

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ТРЕХМЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИ ПОСТРОЕНИИ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ТУНКИНСКОЙ ВПАДИНЫ БАЙКАЛЬСКОЙ РИФТОВОЙ ЗОНЫ

Введение. В Байкальскую рифтовую зону (БРЗ) входит значительное число впадин и разделяющих их поднятий. Самая большая по размерам впадина озера Байкал является природным феноменом и огромным резервуаром пресной воды, имеющим значение для всего мирового сообщества. Все структуры, входящие в БРЗ, развиваются одновременно в сходных условиях и имеют общие черты строения, но исследовать заполненные водой значительно труднее. Поэтому привлекают внимание суходольные впадины. Следует отметить, к этим осадочным бассейнам достаточно часто приурочены месторождения минеральных и строительных ресурсов. В частности многие байкальские впадины перспективны на наличие природного газа и нефти.

Тункинская депрессия расположена в юго-западной части рифта и относится к суходольным впадинам байкальского типа. В 50-е годы 20 века на территории этой впадины был выполнен значительный объем электрических

зондирований с использованием установки Шлюмберже (рис. 1). Максимальные размеры генераторной линии равнялись 10-16 км. Работы проводились с целью восстановления глубинного строения объектов. Обработка полевых данных в годы измерений была проведена не в полном объеме из-за сложности полученного материала. Сейчас этот уникальный материал может быть проинтерпретирован на качественно новом уровне.

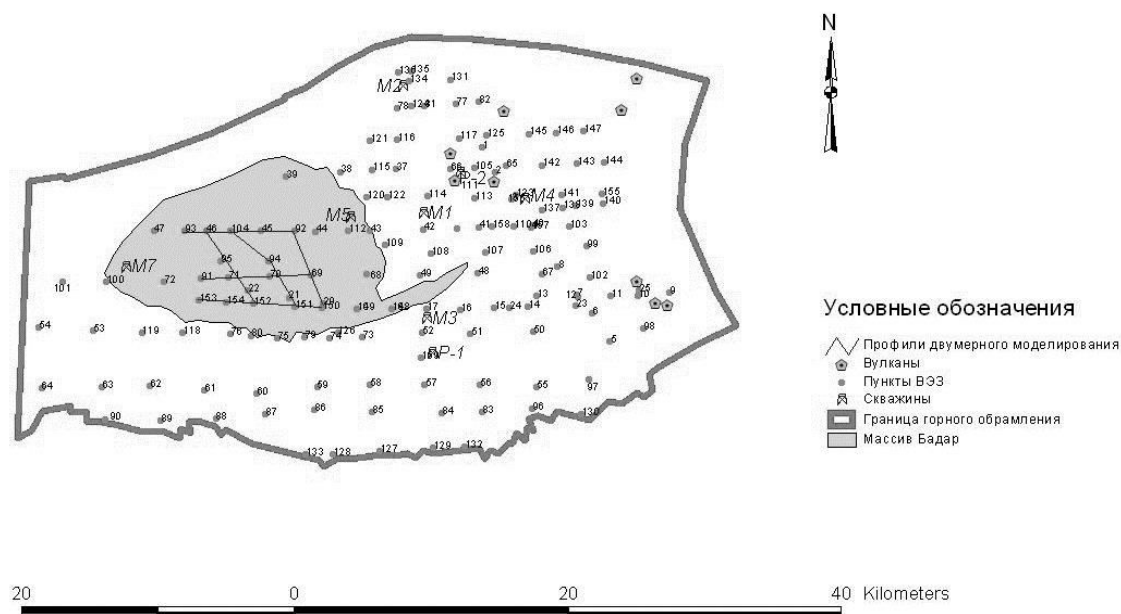


Рис. 1. Схема расположения профилей и пунктов ВЭЗ в Тункинской впадине

В настоящее время для интерпретации экспериментальных данных традиционно используют программные комплексы моделирования и инверсии в рамках горизонтально слоистой модели среды. Результаты чаще всего представляются в виде геоэлектрических разрезов, являющихся фактически двумерной моделью, или карт распределения электропроводности по площади (трехмерные модели). Такой подход к интерпретации правомерен для платформенных областей, где породы залегают относительно горизонтально. Все тектонические впадины имеют сложное блоковое строение с присутствием многочисленных разломных структур. При этом всегда имеется значительный объем полевого материала, интерпретация которого с использованием горизонтально слоистой модели не корректна. В докладе будут показаны возможности применение программ двумерного и трехмерного моделирования для обоснования геоэлектрической структуры Тункинской впадины.

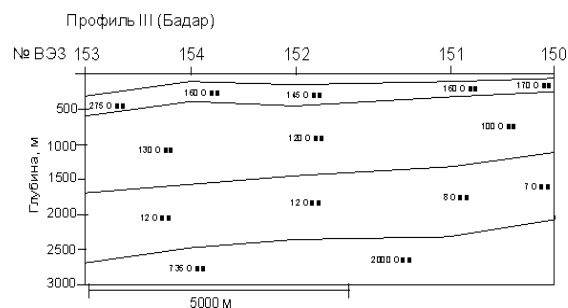


Рис 2. Геоэлектрический разрез (профиль III)

Двумерное моделирование. После первого этапа интерпретации (в рамках горизонтально-слоистой модели среды) проводится двумерное моделирование с использованием программы IE2DP1 (МГУ, Бобачев А.А.), которая предназначена для моделирования электрических полей различных модификаций электроразведки методом сопротивлений и ВП; прямая задача решается методом интегральных уравнений [1]. Двумерная модель геологического разреза состоит из кусочно-однородных блоков произвольной геометрии. С помощью этой программы можно провести моделирование различных геологических структур, полученных на первом этапе интерпретации, а также решать ряд других проблем, например, эквивалентности геоэлектрических моделей.

В качестве примера выбора оптимальной модели рассмотрим результаты 2D моделирования по профилю 3 на территории массива Бадар (рис. 2). В табл. 1 представлены две равнозначные модели для пункта ВЭЗ 152, погрешности подбора для них практически одинаковые. Моделировались ситуации с различной комбинацией этих моделей. Сравнение проводилось с полевыми данными и результатами решения 1D прямой задачи. По наименьшей средней невязке выбиралась наиболее приемлемая модель. В табл. 2 показаны сравнительные данные двумерного моделирования для этого пункта. Модель 1 оказалась оптимальной.

Таблица 1. Эквивалентные модели для ВЭЗ 152

Модель 1		Модель 2	
Сопр. (Омм)	Мощн. (м)	Сопр. (Омм)	Мощн. (м)
3000	8,9	2643	25,5
2232	143	2224	128
143	557	145	292
120	700	120	1000
9	800	12	900
4000		4000	

Таблица 2. Сравнительные данные двумерного моделирования для пункта ВЭЗ 152

ВЭЗ 152 (Тунка)		Модель 1			Модель 2		
АВ/2	ЭКСП	1D	2D	невязка %	1D	2D	невязка %
25	2377	2550,9	2550,5	0,0	2602,8	2550,5	2,0
40	2342	2476,2	2475,5	0,0	2529,9	2475,5	2,1
60	2234	2373,1	2371,6	0,1	2394,6	2371,6	1,0
90	2213	2237,2	2235,0	0,1	2225,7	2235,0	0,4
140	2060	1999,4	1990,8	0,4	1973,9	1990,8	0,9
220	1340	1530,1	1511,4	1,2	1562,0	1511,4	3,2
350	823	878,8	807,2	8,2	866,4	807,2	6,8
500	367	402,7	380,1	5,6	420,7	380,1	9,7
750	174	182,9	180,5	1,3	187,7	180,5	3,8
1000	134	137,1	117,5	14,3	138,3	117,5	15,0
1500	106	109,3	101,7	7,0	109,6	101,8	7,1
2250	80	83,4	90,4	8,4	77,0	89,0	15,5
3500	47	61,4	57,7	6,0	61,8	54,6	11,7
5000	57	62,2	58,5	5,9	62,9	57,6	8,4
6500	76	74,6	67,4	9,6	75,9	65,0	14,4
8000	95	90,0	83,0	7,8	91,9	77,4	15,8
		Ср.невязка, %			4,8		7,4

Трехмерное моделирование выполняется на заключительном этапе интерпретации полевых данных. Программа EMF_DC3Dmod разработана совместно лабораторией электромагнитных полей ИГФ и ИВМиМГ СО РАН применительно к данным метода сопротивлений для решения прямой задачи ВЭЗ с установкой Шлюмберже и используется для верификации геоэлектрических моделей впадин БРЗ.

Задача для изотропной среды ставится следующим образом. Пусть в декартовой системе координат (x, y, z) задано трехмерное распределение проводимости $\sigma = \sigma(x, y, z)$. Чтобы выделить в явном виде особенность решения задачи, связанную с источником первичного поля, искомый потенциал электрического поля U представим в виде суммы аномального потенциала U^a и первичного потенциала U^0 , связанного с источником поля, расположенным в однородной среде с проводимостью σ_0 :

$$U = U^0 + U^a.$$

Перейдем в цилиндрическую систему координат, что позволит немного уменьшить размерность системы линейных алгебраических уравнений, полученную при аппроксимации дифференциального уравнения. Тогда уравнение для аномального потенциала U^a имеет вид [2]:

$$\begin{aligned} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\sigma r \frac{\partial U^a}{\partial r} \right) + \frac{\sigma}{r^2} \frac{\partial^2 U^a}{\partial \varphi^2} + \frac{\partial}{\partial z} \left(\sigma \frac{\partial U^a}{\partial z} \right) = \\ \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left((\sigma_0 - \sigma) r \frac{\partial U^0}{\partial r} \right) + \frac{(\sigma_0 - \sigma)}{r^2} \frac{\partial^2 U^0}{\partial \varphi^2} + \frac{\partial}{\partial z} \left((\sigma_0 - \sigma) \frac{\partial U^0}{\partial z} \right), \end{aligned} \quad (1)$$

$$U^0 = \frac{I}{4\pi\sigma_0 R}, \quad I - \text{сила тока}, \quad R = \sqrt{r^2 + z^2}.$$

Рассмотрим цилиндр $G = \{0 \leq r \leq R, 0 \leq \varphi \leq 2\pi, -Z \leq z \leq Z\}$ и в нем введем произвольную неравномерную по r, z и равномерную по φ сетку:

$$\omega_h = \{(r_i, \phi_k, z_j), \quad i=0, \dots, N_r, \quad k=0, \dots, N_\varphi, \quad j=-N_z, \dots, N_z\}. \quad (3)$$

Граничные условия для U^a :

$$\begin{aligned} U^a|_{r=R} &= 0, & U^a|_{z=\pm Z} &= 0, \\ U^a|_{\varphi=0} &= U^a|_{\varphi=2\pi}. \end{aligned} \quad (4)$$

Чтобы исключить особенность на оси $R = 0$ воспользуемся сдвинутой по r сеткой, не содержащей $r = 0$, как это предложено в [3].

Рассмотрим на сетке (3) линейное конечномерное пространство H сеточных функций со скалярным произведением

$$(u, v) = \sum_{i=0}^{N_r} \sum_{k=0}^{N_\varphi} \sum_{j=-N_z}^{N_z} u_{ikj} v_{ikj} h_i^{(r)} h_k^{(\varphi)} h_j^{(z)} r_i,$$

$$h_i^{(r)} = (h_i^{(r)} + h_{i+1}^{(r)})/2, \quad h_i^{(r)} = r_i - r_{i-1}, \quad i = 1, \dots, N_r,$$

$$h_k^{(\varphi)} = (h_k^{(\varphi)} + h_{k+1}^{(\varphi)})/2, \quad h_k^{(\varphi)} = \varphi_k - \varphi_{k-1}, \quad k = 1, \dots, N_\varphi,$$

$$h_j^{(z)} = (h_j^{(z)} + h_{j+1}^{(z)})/2, \quad h_j^{(z)} = z_j - z_{j-1}, \quad j = -N_z + 1, \dots, N_z$$

На пространстве H определим разностный оператор A

$$AV = -\frac{1}{r}(\bar{r}aV_{\bar{r}})_r - \frac{1}{r^2}(cV_{\bar{\varphi}})_\varphi - (bV_{\bar{z}})_z \quad (5)$$

где $V, a, b, c \in H$,

$$a(i, k, j) = \sigma(r_i - \frac{h_i^{(r)}}{2}, \varphi_k + \frac{h_k^{(\varphi)}}{2}, z_j + \frac{h_j^{(z)}}{2}),$$

$$b(i, j, k) = \sigma(r_i + \frac{h_i^{(r)}}{2}, \varphi_k + \frac{h_k^{(\varphi)}}{2}, z_j - \frac{h_j^{(z)}}{2}),$$

$$c(i, j, k) = \sigma(r_i + \frac{h_i^{(r)}}{2}, \varphi_k - \frac{h_k^{(\varphi)}}{2}, z_j + \frac{h_j^{(z)}}{2}),$$

$$(V)_{\bar{r}}(i, k, j) = (V_{i,k,j} - V_{i-1,k,j})/h_i^{(r)}, (V)_r(i, k, j) = (V_{i+1,k,j} - V_{i,k,j})/h_i^{(r)},$$

$$(V)_{\bar{z}}(i, k, j) = (V_{i,k,j} - V_{i,k,j-1})/h_j^{(z)}, (V)_z(i, k, j) = (V_{i,k,j+1} - V_{i,k,j})/h_j^{(z)},$$

$$(V)_{\bar{\varphi}}(i, k, j) = (V_{i,k,j} - V_{i,k-1,j})/h_k^{(\varphi)}, (V)_{\varphi}(i, k, j) = (V_{i,k+1,j} - V_{i,k,j})/h_k^{(\varphi)}.$$

В итоге получим уравнение

$$AV = F, \quad (6)$$

$$\text{где } F = \frac{1}{r} \left(\bar{r} (a - \sigma_0) U^0_{\bar{r}} \right)_r + \frac{1}{r^2} \left((c - \sigma_0) U^0_{\bar{\varphi}} \right)_{\varphi} + \left((b - \sigma_0) U^0_{\bar{z}} \right)_z$$

Если упорядочить трехмерные векторы V и F , например, сначала по r , затем по φ и по z , вытянув их в одномерные массивы, то уравнение (6) будет представлять систему линейных алгебраических уравнений с блочной девятидиагональной матрицей A , векторами V и F порядка n . В декартовой системе координат имеем семидиагональную матрицу. В цилиндрической системе координат дополнительные диагонали появляются из-за условия (4).

Как показано в [1], решать систему линейных уравнений экономичнее в пространстве R^n со скалярным произведением $(u, v) = \sum_{i=1}^n u_i v_i$. В пространстве

R^n матрица A уже не является симметричной. С помощью алгоритма [4] она легко симметризуется и далее можно воспользоваться методом сопряженных градиентов с предобусловливателем из метода последовательной верхней релаксации.

Для реальных установок Шлюмберже строился ряд сеток в зависимости от их размера. В месте расположения источников и приемников требуется существенное сгущение шага сетки, а по направлению к границе области – шаг увеличивается в геометрической прогрессии. Для использованных разносов потребовалось 4 сетки.

Практическое применение. Тестирование программы было проведено для полевых данных ВЭЗ, полученных на территории массива Бадар. Работа заключалась не только в переборе возможных эквивалентных решений, но и в построении оптимальной сети разбиения на блоки геоэлектрической модели этого массива. Полученные данные 3D моделирования сравнивались с результатами двумерного моделирования, которое в свою очередь было проведено для всех профилей Бадара (рис. 1). В табл. 3 представлены сравнительные расчеты для одного из пунктов ВЭЗ. Два варианта

соответствуют исходным моделям с различным разбиением на блоки. Наиболее простой способ заключается в разбиение на блоки одного размера, но так как измерения проводились с неравномерным шагом, центр зондирования может оказаться близко к границе блока.

Таблица 3. Сравнительные данные трехмерного моделирования для пункта ВЭЗ 71

ВЭЗ 71		Вариант 1		Вариант 2	
AB/2	2D	3D	невязка, %	3D	невязка, %
40	3584,3	3103,9	15,5	3345,0	7,2
60	3515,4	3061,4	14,8	3519,6	0,1
90	3438,2	2965,3	15,9	3391,6	1,4
140	3297,7	2793,3	18,1	2989,8	10,3
220	2972,1	2364,2	25,7	2536,0	17,2
350	2205,4	1674,2	31,7	1827,1	20,7
500	1386,1	1047,9	32,3	1165,0	19,0
750	560,1	426,2	31,4	577,6	3,0
1000	264,1	262,1	0,8	287,0	8,0
1500	139,3	149,8	7,0	141,0	1,1
2250	97,2	90,1	7,8	101,0	3,7
3500	77,4	82,5	6,1	81,6	5,1
6500	86,1	112,4	23,3	89,8	4,0
8000	100,1	153,5	34,8	104,7	4,4
	Ср.невязка, %		18,95		7,52

Результат получается лучше при разбиении модели на блоки по неравномерной сети, чтобы каждый пункт зондирования находился примерно в центре блока одного сопротивления (вариант 2), а не ближе к его границе (вариант 1).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Электрическое зондирование геологической среды. Ч. 1, Ч. 2. Прямые задачи и методика работ: Уч. пособ. Под ред. Хмелевского В.К., Шевнина В.А. - М.: Изд. МГУ. – 1988, 1992.
2. Дашевский Ю.А., Суродина И.В., Эпов М.И. Квазитрехмерное математическое моделирование диаграмм неосесимметричных зондов постоянного тока в анизотропных разрезах // Сибирский журнал индустриальной математики. Т 5, № 3(11), 2002. С. 76-91.
3. Самарский А.А., Николаев Е.С. Методы решения сеточных уравнений. М.: Наука, 1978.
4. Кузнецов Ю.И., Агапитова Н.С. Математические основы моделирования на ЭВМ. Южно-Сахалинск: Издательство ЮСИЭПИ, 2003.

© Н.Н. Неведрова, И.В. Суродина, А.М. Санчаа, 2006

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ УРАНОВОРУДНЫХ ОБЪЕКТОВ В ВУЛКАНОТЕКТОНИЧЕСКИХ СТРУКТУРАХ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОГО СТРУКТУРНОГО АНАЛИЗА

Эталонным полигоном для проведения комплексного структурного анализа являлась Дорнотская вулканотектоническая структура (ДВТС), представляющая собой крупный элемент позднемезозойского Монголо-Приаргунского внутриконтинентального вулканического пояса северо-восточного простираения. Структура входит в состав Чойбалсан-Ононской вулканической цепи, протягивающейся в северо-западном направлении вкрест генеральному простираению пояса. Она приурочена к узлу пересечения сложной системы разломов, главными из которых являются региональные тектонические нарушения северо-восточного и северо-западного направлений.

В строении фундамента и обрамления ДВТС преобладают продукты позднепротерозойской – раннепалеозойской гранитизации метаморфических пород (плагиограниты, кварцевые диориты, гранитогнейсы) с низким уровнем специализации на радиоактивные элементы (уран 0,2КК, торий 0,6КК).

Выполняющие ДВТС осадочно-вулканогенные породы сформировались в континентальных условиях и имеют мощность до 1500 м. В стратиграфическом разрезе выделяется три подкомплекса пород, соответствующих (снизу вверх) базальт-трахиандезит-риолитовой, риолит-трахириолитовой и трахиандезитовой формациям наземной субщелочной базальт-риолитовой ассоциации.

Осадочно-вулканогенные образования характеризуются отчетливо выраженной геохимической специализацией на радиоактивные элементы (уран 1,6КК, торий 3,6КК).

К настоящему времени в пределах ДВТС известно 5 месторождений (Дорнотское, Гурванбулакское, Мардайнгольское, Уланское и Нэмэр) и 8 рудопроявлений урана, относящихся к фтор-молибден-урановой рудной формации. Урановая минерализация с различной степенью интенсивности развита во всех литологических разностях осадочно-вулканогенных образований и практически отсутствует в породах фундамента. Промышленные залежи локализованы на одном, реже двух-трех сближенных структурно-литологических уровнях. Преобладают пластовые и пластообразные залежи. Значительно менее распространены залежи штокверкового типа. Жильные рудные тела не имеют практического значения.

В промышленных рудных телах основные минералы урана представлены коффинитом, настураном, титанатами урана, реже встречаются уранинит и урансодержащий антраксолит.

Содержание урана в рудах 0,05-0,3%. Достоверные запасы урана месторождений ДВТС по себестоимости 80-120 дол./кг составляют 51 тыс. т, дополнительные 6 тыс. т [4].

Комплексный структурный анализ включал в себя определение динамических и статических факторов контроля оруденения.

Изучение динамических (историко-генетических) факторов проводилось на основе тектонофизического анализа и заключалось в реставрации векторно-силовых полей палеотектонических напряжений и составлении карт проницаемости разреза в различные этапы формирования структуры рудного узла.

Анализ статических (устойчивых) факторов, отражающих равновесные состояния геологической среды, проводился путем определения влияния на условия образования и локализации оруденения пликативных и дизъюнктивных форм, литолого-стратиграфических уровней, текстурно-структурных особенностей вмещающих пород и их физико-механических свойств и других структурных элементов.

В результате выполненных исследований разработан комплекс структурных факторов для прогнозирования рудных объектов ранга «рудный узел», «рудное поле», «месторождение», «рудное тело (залежь)» и «рудный столб» [1]. Все они систематизированы по характеру информации, а наиболее важные из них приведены в табл. 1.

Таблица 1. Структурные факторы локализации уранового оруденения в пределах ДВТС

Таксономическое единиче	Структурные факторы
1	2
Рудный узел	<i>Динамические</i> 1. Тектонофизический режим латерального сжатия с частыми сменами направлений сжимающих усилий 2. Пульсационный характер разрядки тектонических напряжений <i>Статические</i> 1. Блоки фундамента со значительным объемом полихронных лейкократовых гранитов в жестких массивах ранней консолидации в пределах сводовых поднятий 2. Вулканотектонические структуры (ВТС) депрессионного типа площадью 200-300км² 3. Узлы пересечения магмоконтролирующих разломов северо-восточного и северо-западного простирания
	<i>Динамические</i> 1. Приповерхностная зона разгрузки региональных напряжений сжатия 2. Преобладающее значение сбрососдвиговых дислокаций по северо-западным и северо-восточным разломам 3. Повышенная проницаемость геологической среды (36-54 усл.ед.) в урановорудный этап развития ВТС 4. Зоны аномальных градиентов проницаемости (2,6-5,4 усл.ед. на 100 м) <i>Статические</i> 1. Блоки внутри ВТС с гетерогенным разрезом вулканогенно-осадочной

Таксономическ ие единицы	Структурные факторы
Рудное поле	толщи 2. Узлы пересечения магмо- и флюидоподводящих разломов северо-западного и северо-восточного простирания с разрывными нарушениями других направлений 3. Широкое развитие пологих срывов по контактам структурных этажей и подкомплексов пород
	4. Благоприятный петрофизический тип разреза с наличием непроницаемых экранов, представленных непроницаемыми, упругими, прочными вулканогенными образованиями
Месторождение	<i>Динамические</i> 1. Узлы интенсивного хрупкого разуплотнения пород в зонах интенсивного спада активных тектонических напряжений сжатия 2. Максимальная проницаемость рудовмещающей среды (81-108 усл.ед.) 3. Контрастные структурно-динамические барьеры – зоны максимальных значений градиентов проницаемости (4,5-9,0 усл.ед. на 100м) <i>Статические</i> 1. Узлы пересечения северо-западных и северо-восточных разломов второго и третьего порядков с субмеридиональными нарушениями высоких порядков 2. Узкие (2-3 км) линейные блоки хрупко деформированных пород, ограниченные разломами второго порядка северо-западного или северо-восточного простирания 3. Широкое развитие в совокупности с крутопадающими разломами высоких порядков выдержанных пологих срывов по контактам пород с различными физико-механическими свойствами 4. Петрофизический тип разреза, характеризующийся отношениями суммарных мощностей высокохрупких и пластичных пород 1-1,9 при мощности отдельных горизонтов хрупких пород 50-170 м
Рудное тело (залежь)	<i>Динамические</i> 1. Узлы и линейные зоны локального растяжения высокой-средней степени интенсивности, характеризующиеся возможностью «разгрузки объемов» среды рудолокализации и приоткрыванием разрывных нарушений <i>Статические</i> 1. Наличие эрозионно-тектонических палеодолин, мульд и валообразных поднятий в фундаменте ВТС 2. Зоны сгущения крутопадающих разломов высоких порядков субмеридионального, северо-западного и субширотного простирания 3. Широкое развитие пологопадающих зон хрупко разуплотненных пород по контактам отдельных горизонтов 4. Узлы пересечения зон внутрислоевой трещиноватости и рудоподводящих разрывных нарушений 5. Мощность высокопористых пластичных пород 40-130 м при наличии перекрывающих и, значительно реже, подстилающих непроницаемых экранов
	<i>Динамические</i> 1. Участки структурных волн и других изгибов разломов, которые как в плане, так и в разрезе образуют наиболее острые углы встречи с направлением приложенной нагрузки – участки максимального локального растяжения («тени давления») на фоне тангенциального сжатия

Таксономическое единицы	Структурные факторы
Рудный столб	<i>Статические</i> 1. Флексурные изгибы круто- и пологопадающих разломов 2. Участки развития мелкообломочных брекчий в покровах андезито-базальтов 3. Участки горизонтов пористых пород с максимальной восстановительной емкостью (наличие сульфидов, углеродистого вещества и т.д.)

По своему содержанию все рудоконтролирующие факторы можно разделить на две основных совокупности: рудораспределяющие и рудолокализирующие (по Г.Ф. Яковлеву) [5].

Первые из них являются ответственными за транспортировку рудоносных флюидов в зону рудоотложения.

Рудообразующий позднемезозойский процесс в Восточной Монголии сопряжен во времени с масштабной перестройкой структуры региона и развивался на фоне регионального тангенциального сжатия. Предрудные и рудосопровождающие импульсы разрядки тектонических напряжений обусловили подновление, наращивание и объединение разнородных дизъюнктивных дислокаций в единую, кинематически и гидравлически связанную систему, способную обеспечивать устойчивое поступление рудоносных флюидов в благоприятные для рудоотложения участки геологического пространства.

Из статических структурных факторов наиболее важная роль принадлежит узлам пересечения крупных поперечных разломов глубинного заложения северо-западного направления с разрывными нарушениями северо-восточного и меридионального простирания.

Вторая совокупность структурных факторов является ответственной за размещение и формирование разнообразных скоплений рудного вещества в пределах рудных полей.

Ведущим динамическим фактором контроля оруденения является векторно-силовое поле тектонических напряжений геологической среды. При этом условия размещения рудных скоплений различных иерархических уровней определяются зонами контрастного снижения тектонических напряжений сжатия – геодинамическими барьерами различного ранга и масштаба.

Тектонический режим локального растяжения при региональном сжатии является необходимым условием локализации гидротермальных объектов различных рангов как уранового, так и любого другого вида оруденения и имеет при этом универсальный характер.

Основными статическими факторами размещения месторождений и рудных тел (залей) являются структурные неоднородности геологической среды, обусловленные анизотропией ее физико-механических и химических свойств. При этом главная рудолокализирующая роль принадлежит зонам контрастной смены фильтрационных свойств пород.

Как известно, рудоконтролирующая фильтрационная анизотропия геологической среды задается разрывными нарушениями. Физическая сущность контроля размещения эндогенных руд разрывными нарушениями заключается именно в уникальных свойствах разрывов задавать или существенно усиливать фильтрационную неоднородность среды рудоотложения.

Основным фактором формирования рудных тел и залежей является коллекторская структура среды рудоотложения, задаваемая ее петрофизическими свойствами [2]. Выделяются жильные, трещинные, пластово-трещинные и пластово-поровые коллекторы.

Установленный комплекс структурных факторов включает в себя как общие условия образования месторождений урана в вулканотектонических структурах Монголо-Приаргунского вулканического пояса [3], так и специфические особенности, характерные для условий образования и локализации уранового оруденения ДВТС.

Предлагаемый комплекс структурных критериев апробирован поисковыми работами на территории Восточной Монголии и показал свою высокую эффективность. В контурах выделенных ранее на его основе перспективных участков выявлено месторождение Нэмэр и ряд рудопроявлений урана.

Таким образом, разработанный комплекс структурных критериев в сочетании с геофизическими, минералогическими, геохимическими данными и прямыми признаками уранового оруденения может служить надежной основой для планирования проведения поисково-оценочных и разведочных работ в пределах как определившихся, так и потенциально-рудных районов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Давиденко В.М. Структурные условия локализации эндогенного оруденения Дорнотского узла (Восточная Монголия) // Дисс. на соиск.уч.ст. кандидата геол.-мин.наук. Дорнот, 1989, 258 с.
2. Давиденко В.М., Миронов Ю.Б. Петрофизические условия локализации эндогенного оруденения в Дорнотской и Стрельцовской вулканотектонических структурах // Проблемы геологии и разведки месторождений полезных ископаемых. Материалы геологической конференции, посвященной 75-летию со дня основания кафедры разведочного дела и специальности «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых». Томск. Изд-во ТПУ, 2005, с. 236-242.
3. Ищукова Л.П. Геологические условия формирования и закономерности размещения урановых месторождений Стрельцовского рудного поля // Дисс. на соиск.уч.ст. доктора геол.-мин. наук. Иркутск, 1984, 385 с.
4. Миронов Ю.Б. Уран Монголии. СПб., 2003. 326 с.
5. Яковлев Г.Ф. Геологические структуры рудных полей и месторождений. М. Изд-во МГУ, 1982, 270 с.

© В.М. Давиденко, 2006

ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ ПОИСКА СЛЕПЫХ КИМБЕРЛИТОВЫХ ТРУБОК

К настоящему времени на Сибирской платформе открыты практически все кимберлитовые трубки, которые можно было легко обнаружить с минимальными затратами на научное обоснование поиска. Поэтому последние 15 лет поисковых работ на коренные алмазы в Якутии оказались не эффективными. Причина – отсутствие единого комплексного геолого-геофизического метода поиска, основанного на современных технологиях.

В связи с этим в СНИИГГиМСе разработан геолого-геофизический метод поиска слепых кимберлитовых трубок, включающий рациональный комплекс современных геофизических технологий, дополненных геологическими исследованиями. Применим он в платформенных районах на площадях, где в русловом и пойменном аллювии или в водораздельных галечниках известны находки алмазов, но не обнаружены пока их коренные источники (таких площадей более сотни).

Каждая кимберлитовая магматическая колонна при подъёме к поверхности проживает свою историю, отличную от других аналогичных систем. Поэтому не все кимберлитовые трубки, в конечном счёте, оказываются алмазоносными даже на одной площади. Окончательное становление трубок взрыва на границе двух разнородных сред (плотной внизу, разуплотнённой вверху) (рис. 1), происходит в открытой системе, когда основной флюид получает возможность со взрывом безвозвратно покинуть магматическую колонну и остановить её. Устремляясь вверх после взрыва, флюид изменяет при своём прохождении в узкой вертикальной полосе над трубкой вещественный состав и физические свойства пород покрывки. В момент взрыва на границе двух разнородных сред формируется горизонт эксплозивной трещиноватой брекчии из обломков кимберлитов и перекрывающих пород, в которых обязательно образуются алмазы надтрубочного пространства, отличные от алмазов трубки (если они там есть), что показано в работах [1, 2]. В подавляющем большинстве случаев алмазные россыпи на Сибирской платформе сформировались за счёт размыва алмазоносных пород надтрубочного пространства и сложены, в основном, ромбододекаэдрическими и округлыми алмазами каких нет в кимберлитовых трубках.

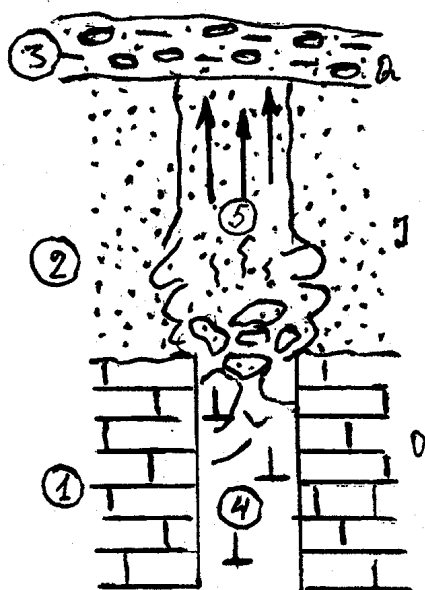


Рис. 1. Модель становления трубок взрыва в земной коре:

1-3 – разнородные разновозрастные среды:
 1 – карбонатная; 2-3 – силикатные: 2 – алевропесчаная; 3 – песчано-глинистая; 4 – кимберлитовая трубка; 5 – направление движения газового флюида

Макроизменения пород покрышки в полосе прохождения флюида устанавливаются при петрографическом их изучении, а микроизменения легко улавливаются с современной дневной поверхности с помощью новой телеметрической технологии – сканирующей импульсной электроразведки, производимой высокочувствительной аппаратурой “Импульс” в аэро- или наземном вариантах, разработанных в СНИИГГиМСе совместно с ЯНИГП ЦНИГРИ и инженерной компанией СИБГЕОТЕХ. Качество аппаратуры и разработанная технология отвечают уровням мирового стандарта, а по ряду параметров превосходит их. Разрешающая способность обеспечивается за счёт многокомпонентной регистрации первичного и вторичного полей и применения новых методов инверсии электромагнитных данных во временной области. Частотная характеристика и энергетика системы “Импульс” -аэро позволяет вести поиск кимберлитовых трубок на глубинах до 200 м.

Для проверки возможности установления местоположения слепой трубки с современной дневной поверхности методом электроимпульсного сканирования была выбрана в качестве примера относительно хорошо изученная [1, 5] Нюрбинская трубка в правобережье р. Накын (Якутия-Саха). На рис. 2 представлен результат электромагнитного сканирования над трубкой Нюрбинская с реализацией плотностной пространственно-временной регистрации электромагнитного поля [3]. Высокоскоростная регистрация прямого и вторичного поля проводилась с использованием П-образного импульса тока и позволила выделить в юрских отложениях нарушения амплитудно-фазовой корреляции в пределах дистанции 1400-1500 м на временах более 40×10^{-6} с. как раз над трубкой Нюрбинская, что свидетельствует о возможности использования электроимпульсной технологии для установления нахождения трубчатого тела в близповерхностных земных недрах.

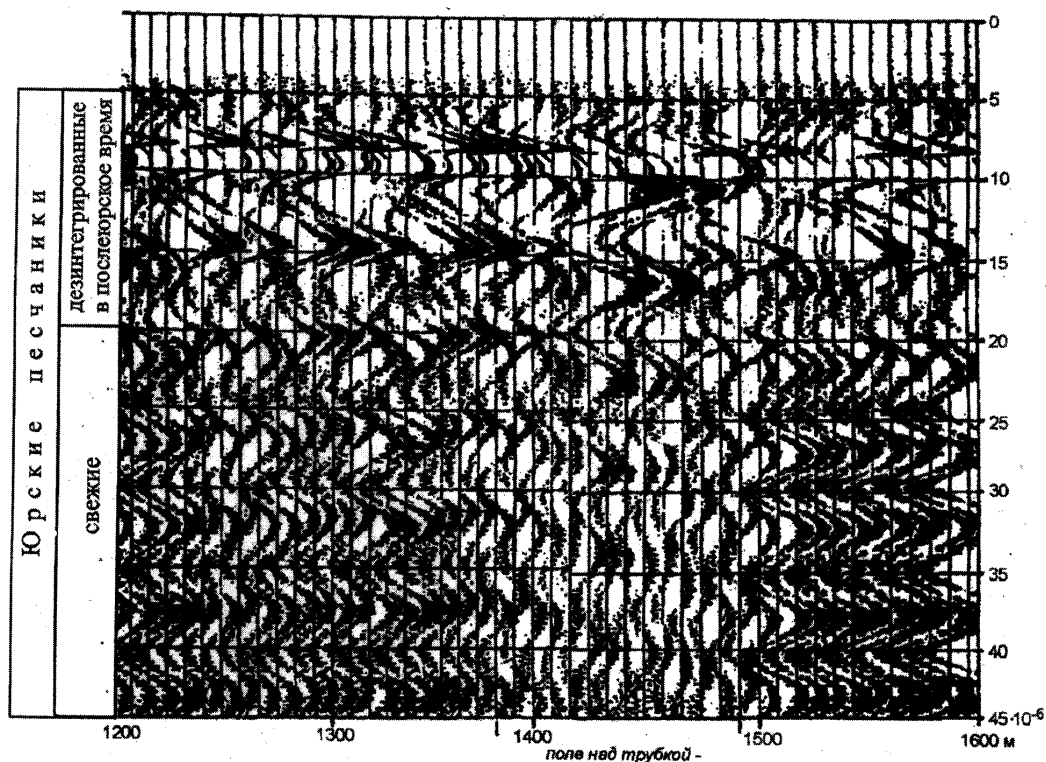


Рис. 2. Электрограмма диффузионно-волнового распределения поля $E_z(t)$ в перекрывающих юрско-четвертичных породах над кимберлитовой трубкой "Нюрбинская" по данным высокоразрешающей электроразведки с гармонически затухающим фронтом выключения тока. Главная частота спектра 0,2 МГц. Излучатель $(5 \times 5) \text{ м}^2$, временная дискретизация $25 \times 10^{-6} \text{ с}$

Электроимпульсное сканирование позволяет не только обнаружить следы нарушения амплитудно-фазовой корреляции в перекрывающих трубки породах путем построения геофизических профилей, но и даёт возможность создать погоризонтные планы на глубины 10-200 м от поверхности, с привязанными на них предполагаемыми трубчатыми объектами. Для примера на рис. 3 показан план расположения трубок, заполненных туфами базальтов, на Хататской площади Мирненского купола с глубины 40 м, полученный электроимпульсным сканированием. Все трубки реальные и виртуальные (след флюида) четко отражаются на плане.

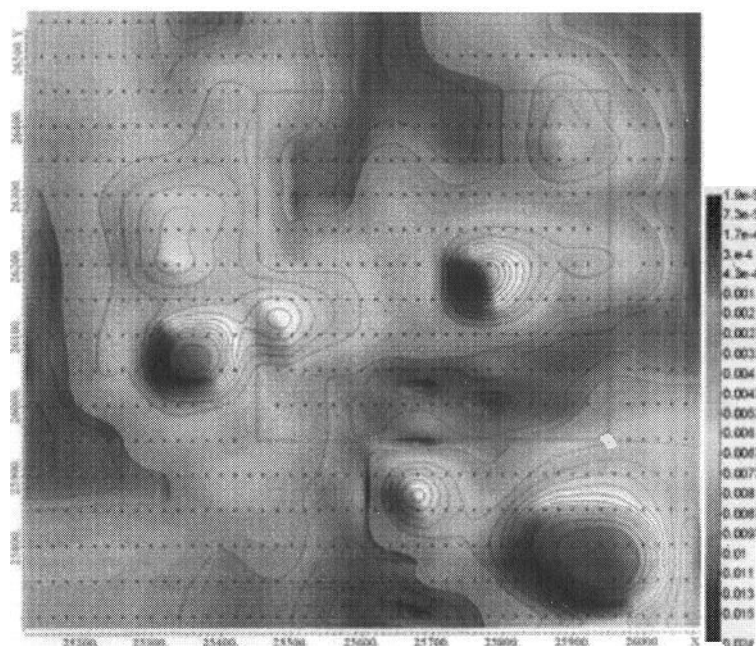


Рис. 3. Отражение базальтовых трубок взрыва в плане аномального поля на времени $t = 150$ мкс. Горизонтальный срез на глубине 40 м. Участок "Хатат" в районе г.Мирного (Якутия-Саха).

Таким образом, на первом этапе поисковых работ проводятся электроимпульсное сканирование в масштабе 1:10 000 перспективной площади аппаратурой "Импульс-Д", установленной на вертолёте МИ-8, сопровождаемое высокоточной аэромагнитной съёмкой. Полученные материалы электроимпульсного сканирования обрабатываются. Выделяются разрезы, в которых фиксируются нарушения амплитудно-фазовой корреляции в надтрубочных отложениях, затем отстраиваются погоризонтные планы с расположением предположительно трубчатых тел или следов прохождения флюида. Геологическими наземными маршрутами изучается взаимное расположение геологических тел на поисковой площади с отбором штучных проб (до 1 кг) для петрофизического их исследования (определения плотности, магнитной восприимчивости и остаточной намагниченности пород), если оно для данной территории ещё не проводилось.

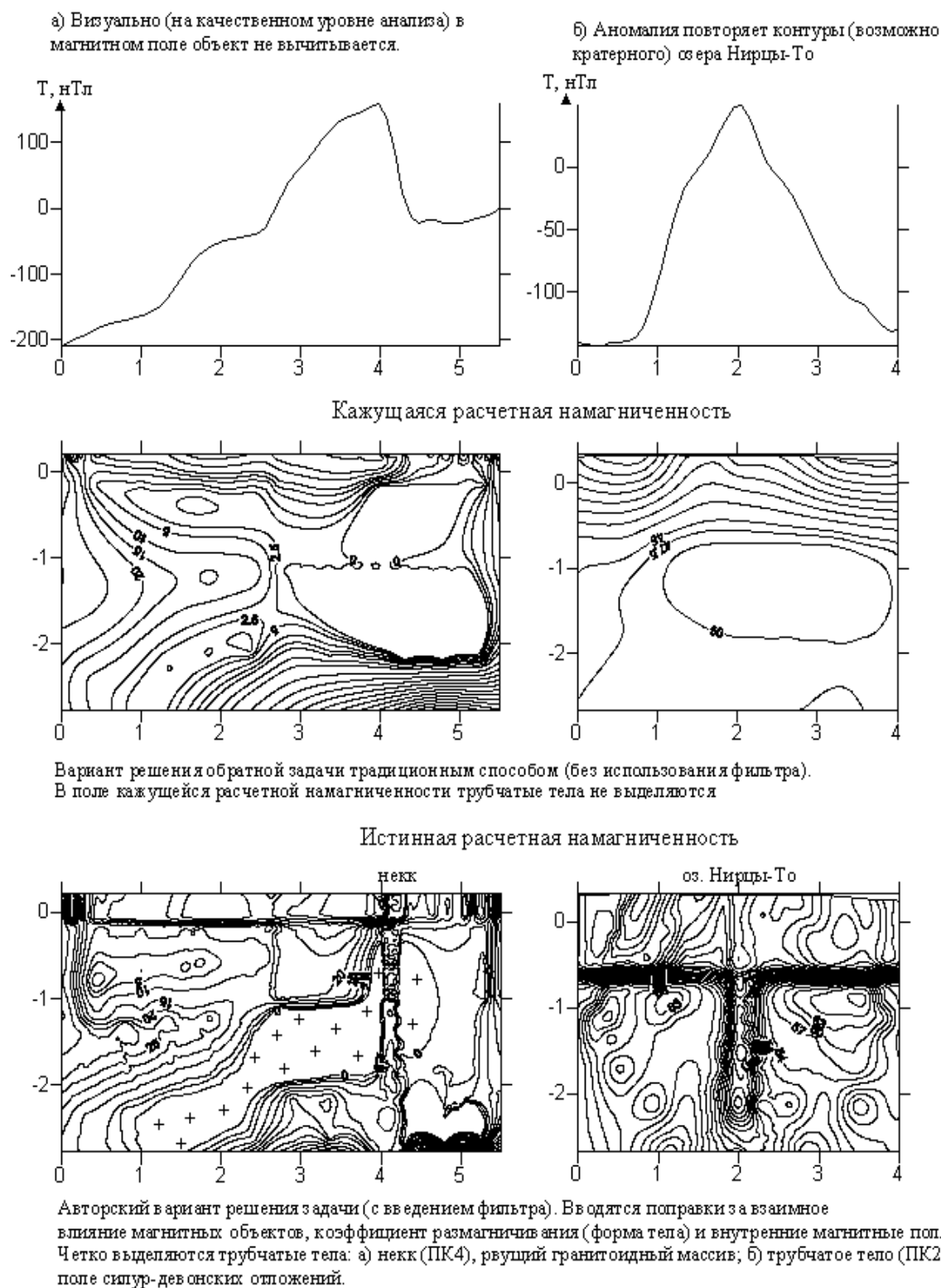


Рис. 4. Определение морфологии объекта по результатам моделирования:

- а) Устьяхинской палеовулканической структуры (некк);
- б) аномалии над озером Нирцы-То; Полярный Урал

На втором этапе на каждом выделенном трубчатом объекте ставятся наземные гравиметрические работы масштаба 1:10 000 – 1:5 000. По полученным материалам аэромагнитной и гравиметрической съёмок и с учётом геологического строения перспективной площади по участкам расположения

выявленных трубчатых тел проводится специализированное математическое моделирование гравимагнитных полей по комплексу программ “Geolab” [4, 5], разработанных в СНИИГГиМСе и не имеющих, по существу, аналогов в мировой практике. Цель работ второго этапа: определение глубины залегания и параметров выявленных трубчатых тел. По плотности и магнитной восприимчивости в первом приближении даётся их состав (кислый, основной, ультраосновной, магнетитовый, карбонатитовый). Апробация технологии проведена при геолого-геофизическом сопровождении сейсмических работ по профилям “Батолит” (Западно-Сибирская плита – Енисейский кряж) в Красноярском крае, 2-ДВ (п-ов Кони – о. Врангеля) в Магаданской области, при поисках магматических железорудных месторождений на юге Красноярского края, хромитовых руд и трубчатых тел различной природы и состава на Полярном Урале. Во всех случаях технология оказалась очень эффективной. В качестве примера на рис. 4 показаны результаты моделирования ΔT и nT_l по двум объектам Полярного Урала: по гранитоидному неку, установленному в процессе геологической съёмки и заверенному бурением, и предполагаемому кратерному озеру Нирцы-То. Геологическая интерпретация дана по кажущейся расчётной намагниченности (обычно используемый геологическими предприятиями стандартный вариант) и истинной расчётной намагниченности (авторский вариант) с учётом взаимного влияния магнитных объектов, ввода в расчёт коэффициента размагничивания и данных по внутренним магнитным полям. Как видим, результаты разительно различны.

Симбиоз электроразведочной технологии с математическим моделированием гравимагнитных полей (программа “Geolab”) и геологическим исследованием перспективных площадей позволил создать оригинальный и, полагаем, весьма эффективный способ поиска слепых кимберлитовых трубок.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Богуш И.Н. Оптико-спектроскопические свойства алмазов как критерии прогнозирования их коренных месторождений // Автореф. кандидат. диссерт. – Якутск, 2004. 21 с.
2. Долгушин С.С., Садур О.Г., Марков В.В. Моделирование геологических сред при геологической съёмке-200 на основе использования потенциальных полей // Геологическое картирование и прогнозно-металлогеническая съёмка территории средствами компьютерных технологий. – Красноярск, 1999. С.100-102.
3. Черкасов Г.Н., Тригубович Г.М. Критерии и методы поиска нетрадиционных коренных источников алмазов на Сибирской платформе // Геология, закономерности размещения, методы прогноза и поиска месторождений алмазов. – Мирный, 1998. С. 334-336.
4. Черкасов Г.Н., Сержантова Е.А. Структурный контроль в распределении проявлений россыпных алмазов в поле Сибирского кратона и алгоритм поиска их коренных источников // Геология алмазов – настоящее и будущее. – Воронеж: ВГУ, 2005. С. 200-214.
5. Шаталов В.И., Граханов С.А., Егоров А.Н. и др. Новый промышленный тип россыпей алмазов в Якутской алмазоносной провинции // Отеч. геол., 2002, № 4. С. 15-19.

ПЕРСПЕКТИВЫ ЗОЛОТОНОСНОСТИ КОР ВЫВЕТРИВАНИЯ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ АЛТАЕ-САЯНСКОЙ СКЛАДЧАТОЙ ОБЛАСТИ

Западная часть Алтае-Саянской складчатой области – старейший золотодобывающий район Сибири. Добыча золота из окисленных руд производится с 1781 г. Разработка собственно золоторудных месторождений в Кузнецком Алатау началась в 1827 г., а на Салаире (Егорьевский район) в 1831 г. В прошедший более чем 150-летний период и в настоящее время эксплуатируются в основном россыпные месторождения золота и несколько в меньшей степени – коренные. Добыто ~ 100 т золота. К настоящему времени большая часть россыпных, более доступных, месторождений золота отработана.

В последнее время большое внимание уделяется месторождениям золота, связанным с формацией кор выветривания. В России они установлены на Салаире, Енисейском кряже, Урале, в Якутии и др. За рубежом подобные месторождения известны в Австралии, Бразилии, Западной Африке, Мадагаскаре и в других регионах с запасами от нескольких до 100 и более тонн. Значимость этого нового геолого-промышленного типа золота растет. Это обусловлено высокой экономической эффективностью их отработки, что связано с близповерхностным залеганием, высокой дифференциацией вещества, природным высвобождением золота, его облагораживанием и частичным укрупнением.

По данным Б.И. Беневольского [1], в 1995 г. добыча золота из кор выветривания в Российской Федерации достигала 31,6 % от общей добычи, в то время как прогнозные ресурсы составляли 5,8 %, а запасы 3,2 %. Это указывает на необходимость резкого усиления исследований золотоносности кор выветривания России с целью выделения перспективных площадей.

Западная часть Алтае-Саянской складчатой области является весьма перспективной на выявление месторождений золота формации коры выветривания. Коры выветривания мезозойско-кайнозойского возраста развиты во многих золотоносных районах (Салаир, Кузнецкий Алатау, Горная Шория, Западный Саян, Алтай и др.), но на золото они практически не изучены, хотя ещё в конце прошлого, начале нынешнего столетий многие исследователи подчеркивали значительную роль коры выветривания в формировании россыпей золота. Г.Г. фон Петц в 1898 г. после осмотра россыпи в районе пос. Егорьевского отметил, что материал россыпи если и не образовался, то принесен во всяком случае не издалека. Этот факт уже констатировал проф. Иностранцев относительно всех россыпей Салаирского кряжа.

И.П. Бересневич [2] в 1912 г. указывал, что россыпи Томского горного округа, в который входили Салаир и северо-западная часть Кузнецкого Алатау, произошли за счет разрушения кристаллических пород, содержащих золото по

всей массе, и пересекающих их кварцевых жил. Продукты разрушения частично снесены водой, частью остались на месте образования. Наиболее богатые россыпи (рр. Н. Суета, Кельбес, Барзас и др.) берут свое начало на водоразделах. В настоящее время установлено, что на них развиты элювиальные образования.

По данным А.И. Неволько и др. (1992 г.) в архивных и фондовых материалах отмечалось, что в виде «песков» использовались выветрелые до глинистого состояния породы (Лапинский Разрез, Бобровский Лог, Колокольцевский Лог и др.).

В 1976 г. сотрудниками ОИГГиМ СО РАН (Н.А. Росляков и др.) и Салаирской партии ГП «Запсибгеология» установлена золотоносность продуктов коры выветривания на Апрельском месторождении огнеупорных глин. С этого времени начинается более целенаправленное изучение элювиальных образований на золото.

В период с 1992 по 2005 гг. в СНИИГГиМСе проводилась оценка перспектив золотоносности кор выветривания западной части Алтае-Саянской складчатой области (АССО) с целью обоснования направлений поисково-оценочных работ (Р.С. Родин, Н.М. Кужельный, А.А. Потапов, А.Е. Курмей, Н.А. Гладков, Ю.И. Лоскутов и др.). В масштабе 1:200 000 перспективы золотоносности кор выветривания были оценены по Салаиру, Горной Шории, Кузнецкому Алатау, северу Алтая, а в масштабе 1:500 000 – по территории Алтайского края.

Мезозойско-кайнозойские коры выветривания на территории западной части АССО распространены весьма широко. Они формировались в поздне триасово-раннеюрское время, в раннем мелу, в мелу, мел-палеогене, олигоцене и неогене. По морфологии они подразделены на площадные, линейные, смешанные и карстовые. Кроме того, на обширных территориях развиты продукты ближнего переотложения этих кор.

Мощность площадных кор выветривания колеблется от нескольких до первых десятков метров.

Линейный тип элювия распространен также широко. Его можно подразделить на три подтипа: 1 - приуроченный к зонам тектонической трещиноватости; 2 - приуроченный к контактам пород разного литологического состава; 3 - развитый по сульфидным рудным телам и сульфидизированным породам. Мощность линейных кор выветривания достигает 150 м.

Можно еще отметить смешанный (линейно-площадной) тип коры выветривания. Он развивается при блоковом строении фундамента и обилии в нем разрывных нарушений и зон трещиноватости. Для кор выветривания этого типа характерны резкие колебания мощностей, обусловленные наличием глубоких «карманов» выветрелых пород.

Довольно часто встречаются карсты на контактах пород карбонатного и алюмосиликатного состава и по тектоническим нарушениям среди карбонатных отложений. Они выполнены, как правило, переотложенными продуктами коры выветривания, которые позже подверглись дополнительному выветриванию. Глубина карстов достигает нескольких десятков и первых сотен метров.

По составу преобладают каолиновые и гидрослюдистые элювиальные образования. Часто встречаются охристые (железистые, марганцовистые) коры выветривания, связанные с зонами окисления различных сульфидных месторождений и сульфидизированных пород. Реже встречаются элювиальные образования со свободным глиноземом, с которыми связано несколько небольших месторождений и проявлений бокситов. Они сформировались при латеритном выветривании, расположены *in situ* либо претерпели некоторое переотложение.

В связи с тем, что в настоящее время установлена растворимость золота и возможность переноса и осаждения его на различных, прежде всего щелочных, геохимических барьерах, можно полагать, что золотоносные коры выветривания могут формироваться не только по породам с повышенным его содержанием, но и с кларковым. В этом отношении заслуживают внимания продукты коры выветривания на контактах карбонатных и алюмосиликатных пород (линейные коры выветривания, отложения, выполняющие карсты, и т.д.). С этих же позиций можно рассматривать обогащение золотом плотика россыпей на карбонатных отложениях, что характерно для многих, если не для большинства, случаев в западной части Алтае-Саянской складчатой области.

Особое значение для выявления золотоносных кор выветривания приобретают экзогенные потенциально золотоносные формации: марганцовистая (инфильтрационная и элювиальная); бурожелезняковая (инфильтрационная и элювиальная); глинистая (элювиальная и ближнего переотложения).

Еще А.Я. Булынниковым [3] в 1940 г. на Салаире было подмечено пространственное сопряжение зон сульфидного оруденения с целым комплексом полезных ископаемых: бурыми железняками, бокситами, огнеупорными глинами, марганцевыми скоплениями, а также с кварцевыми жилами, кварцитами и россыпями золота. По его мнению, данный комплекс полезных ископаемых связан с древней корой выветривания. Проявления бурых железняков часто являются останцами «железных шляп» сульфидных проявлений, концентрирующих золото, освобождающееся при разложении сульфидов, и в связи с его геохимическим сродством с железом. Та же связь золота прослеживается и с марганцевыми образованиями кор выветривания.

Особый интерес представляют латеритные коры выветривания как потенциальный источник золотооруденения. Нередко латеритные коры выветривания развиваются по породам глинисто-сланцевых толщ, в которых интенсивно проявлялись признаки вулканической деятельности, окварцевание (образование мощных жил кварца или микрокварцитов) и метасоматоз. Эти процессы часто сопровождаются золото-сульфидным и золото-кварцевым оруденением, что приводит к обогащению этими компонентами материнского субстрата коры выветривания.

Оценка золотоносных кор выветривания заключается в составлении комплекта карт: геолого-литологической, золотоносности (коренной и россыпной), кор выветривания и геоморфологической, специализированной на золото. На основе сопоставления и анализа этих карт строится итоговая карта-

накладка прогнозируемых площадей, разделенных по степени перспективности на I, II и III очереди.

Площади первой очереди приурочены к относительно хорошо изученным рудным полям, узлам или зонам и характеризуются широко развитыми гипергенными изменениями (зоны окисления, площадные и линейные коры выветривания, карстовые образования), в которых поисково-оценочными работами установлена повышенная золотоносность. Площади второй очереди также располагаются в пределах рудных полей и узлов, но оруденение в их пределах изучено недостаточно, а золотоносность гипергенных образований устанавливается лишь по ряду косвенных признаков. Площади третьей очереди обычно включают коры выветривания, располагающиеся за пределами рудно-россыпных узлов, а потому характеризуются относительно слабой либо вообще не установленной первичной золотоносностью субстрата и требуют дальнейшего изучения на стадии поисково-съёмочных работ.

Прогнозные ресурсы золота в корах выветривания подсчитывались только для перспективных площадей I и II очередей.

Прогнозные ресурсы по перспективным площадям для постановки работ подсчитываются на основании средней удельной площадной продуктивности (коэффициент продуктивности – КП), которая представляет собой отношение добычи золота из погребенных россыпей региона к суммарной площади россыпелокализирующих морфоскульптур. Например, на основании данных В.В. Сыроватского и др. /1987 г./, добыча золота из погребенных россыпей составила в Кельбесском районе 4084 кг, в Салаирском – 5123 кг. Суммарная площадь, на которой формировались промышленные россыпи, в Кельбесском районе составила 100,5 км², на Салаире 90,2 км². Соответственно, удельная площадная продуктивность в среднем по Кельбесскому району составит: $KП = 4084 : 100,5 \approx 40 \text{ кг/км}^2$, по Салаирскому району $KП = 5123 : 90,2 \approx 57 \text{ кг/км}^2$

На основании данных геоморфологической карты подсчитывается коэффициент K_m , соответствующий доле сохранившейся площади, благоприятной для корообразования в пределах перспективной площади. Например, если эта доля равна 45 %, то $K_m = 0,45$. Используется также коэффициент надежности K_n , который для площадей первой очереди (с хорошо изученной золотоносностью субстрата и широким развитием кор выветривания) принимается равным 1, а для площадей второй очереди, в которых золотоносность изучена слабо либо носит рассеянный характер, K_n принимался равным 0,5, третьей очереди – 0,25. Площади перспективных участков рассчитываются по палетке на карте.

Таким образом, исходя из этих данных, формула расчета прогнозных ресурсов: $P = КП \cdot S \cdot K_m \cdot K_n$, где КП – коэффициент удельной площадной продуктивности (кг/км²), S – площадь перспективного участка, в км², K_m – коэффициент, отражающий долю сохранившейся площади, благоприятной для корообразования, от общей площади, K_n – коэффициент надежности.

Иногда на ряде перспективных площадей отдельно рассчитываются прогнозные ресурсы золота в окисленных рудах и карстовых образованиях золоторудных и золотосодержащих полей. Можно осуществлять прямой их

подсчет, исходя из известных параметров кор выветривания, содержащих окисленные руды (длина, ширина, мощность, удельный вес, содержание золота), или использовать другие варианты.

На Салаире выделено 18 перспективных площадей (из них 9 первоочередных), прогнозные ресурсы золота которых составляют 358 т, в том числе по P_1 – 26 т, P_2 – 49 т и P_3 – 283 т (из них 24 т золота в Сунгайском месторождении оксидного марганца). В Горной Шории намечено 27 перспективных площадей (из них 12 первоочередных). Прогнозные ресурсы золота на этих площадях по категории P_3 составляют 163 т (в том числе 23,24 т золота в оксидных марганцевых рудах Усинского и Чеболдагского месторождений). В пределах Кузнецкого Алатау выделено 70 перспективных площадей (из них 35 первоочередных), прогнозные ресурсы которых составляют 528 т золота, в том числе по P_1 – 0,15 т, P_2 – 36 т, P_3 – 491,7 т (из них 8,8 т золота из месторождений бокситов и лимонитовых руд). На севере Алтая, включая Рудный и Горный Алтай, выделены 42 перспективные площади (из них 14 первоочередных), запасы и прогнозные ресурсы которых составляют 325 т золота, в том числе по C_2 – 0,93, P_1 – 15,6 т, P_2 – 99 т, P_3 – 210 т.

Таким образом, в целом в западной части АССО на исследованных территориях прогнозные ресурсы золота в корах выветривания по категориям $P_1+P_2+P_3$ составляют 1374 т металла.

Как известно, наиболее продуктивные на золото коры выветривания образуются в том случае, если происходит выветривание золотосодержащих пород. Поэтому обнаружение золотосодержащих кор выветривания может служить показателем наличия золоторудного месторождения. С этой точки зрения наиболее перспективными являются коры выветривания, развитые по черносланцевым толщам. Это Суенгинский, Чесноковско-Касьминский, Легостаевский объекты на Салаире, Кундусуюльский в Кузнецком Алатау, Сийский – на севере Алтая на стыке с Горной Шорией, а также Сисимский в Восточном Саяне.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Беневольский Б.И. Золото России: Проблемы использования и воспроизводства минерально-сырьевой базы. – М.: Геоинформмарк, 1995. – 88 с.
2. Бересневич И.П. Отчет по статистико-экономическому и техническому исследованию золотопромышленности Томского горного округа. Т. 1. – СПб: Комиссия для собрания и разработки сведений о сибирской золотопромышленности. – 1912. – 132 с.
3. Булынников А.Я. Золотооруденение Салаирского кряжа // Вест. Зап.-Сиб. Геол. Упр., в. 3-4, 1940, с. 20-29.

© Р.С. Родин, Н.М. Кужельный,
Ю.И. Лоскутов, Л.А. Дмитриева, 2006

УДК 553.98:550.812

А.Ю. Белоносов, Р.И. Тимшанов
ЗСФ ИГНГ СО РАН, Тюмень

ОСНОВЫ КОНЦЕПЦИИ ВАРИАЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДНО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ПОИСКОВ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

В основе методической и технологической части полевых вариационных углеводородно-геофизических исследований заложен принцип вариаций комплекса геохимико-геофизических параметров, обусловленный принудительным воздействием (в данном случае – сейсмозрывным или вибрационным источником) на геологическую среду. Отношение амплитуд геохимико-геофизических показателей, зафиксированных до начала и после сейсмических работ, позволяет выделить аномальные, предположительно нефтегазоперспективные участки [2]. Сравнительный анализ режимных показаний геохимико-геофизических параметров на эталонном участке и в пикетах наблюдения на площади исследований позволяет провести фильтрацию и разложение УВ-сигнала на составляющие. Анализ составляющих УВ-отклика от геологической среды (недр) даёт возможность надёжно оконтурить участки перспективные для обнаружения залежей УВ.

Данные режимных наблюдений существенно повышают достоверность углеводородно-геофизических распределений. При однократной съемке, даже с учетом природных и технологических факторов, данные распределения могут отражать кажущуюся величину углеводородного потока. Так, например, наличие «бактериального фильтра» (микробиологический барьер) вблизи дневной поверхности приводит к неравномерному по площади распределению УВ - потока. Сейсмическое воздействие на среду резко увеличивает УВ - поток, который проникает сквозь «бактериальный фильтр» практически без искажений, т.к. рост популяций углеводородокисляющих бактерий (УОБ) происходит с некоторым запаздыванием. При принудительном воздействии на геологическую среду происходит увеличение УВ-потока за счет отрыва углеводородов, находящихся в сорбированном состоянии, и проникающих к дневной поверхности по раскрытым каналам–трансляторам, повышая концентрацию УВ над слабопроницаемыми отложениями. На изменение УВ – динамики в геологической среде реагируют геофизические показатели. В целом, методы вариаций геохимико-геофизических параметров позволяют в несколько раз увеличить чувствительность углеводородно–геофизической съемки, зафиксировать флюидопроводность зон повышенной трещиноватости, разломов, локальных и региональных динамически-напряженных зон и выявить скрытые углеводородные аномалии.

Согласно методике вариационных углеводородно-геофизических исследований в ходе полевых работ закладываются эталонные участки (полигоны), расположенные как непосредственно на сейсмических профилях, где происходит отслеживание динамики нарастания концентраций УВ в результате отклика геосреды, так на удалении от сейсмопрофилей для режимных наблюдений естественной динамики изменения концентраций углеводородов в среде [1]. С помощью эталонно-режимных наблюдений выбирается оптимальное время для повторных отборов проб и измерения геофизических параметров на

выделенных по предварительным данным перспективных участках. Очевидно, что увеличение концентраций углеводородов в среде на исследуемой территории в результате кратковременного увеличения УВ-потока ограничено во времени, т.к. при релаксации «возбужденной геологической среды» избыточные концентрации углеводородов постепенно деградируют до прежних равновесных значений.

Первые показания УВ-сигнала фиксируются в пикетах сети наблюдений до начала сейсмозрывных работ. Полученные площадные распределения геохимико-геофизических параметров считаются фоновыми. Участки с повышенными значениями параметров в этих распределениях не всегда впоследствии окажутся аномальными.

Повторные измерения в пикетах сети наблюдений в процессе проведения сейсмических работ фактически являются началом вариационных исследований. В полевых условиях осуществляется построение и анализ графиков и карт УВ-параметров повторных измерений. На основании результатов первоначальных (фоновых) и повторных измерений выделяются аномальные участки, которые будут заверены последующими вариационными наблюдениями.

В течение определённого промежутка времени, который рассчитывается по данным эталонно-режимных наблюдений, на аномальных участках будут проводиться последующие углеводородно-геофизические наблюдения. В ходе проведения полного цикла вариационных наблюдений, выявленные аномалии могут оставаться постоянными, изменяться, исчезать полностью, либо «пульсировать» во времени.

По мере накопления полевых данных, строятся графики и карты различных геохимико-геофизических параметров и производных показателей, которые позволяют оперативно принимать решение о проведении детализационных измерений в той или иной части исследуемой территории.

Методика вариационных исследований впервые была апробирована на Михайловской поисковой площади (юг Тюменской области) в 2002 г. и постоянно совершенствуется.

Вариационные исследования на Михайловской поисковой площади проводились с использованием таких показателей, как концентрация в снежном покрове ароматических УВ (бензол, толуол, ксилол), жидких нормальных алканов (C₆-C₉), активности популяций УОБ, ртутных эманаций, параметров гамма-поисковых и тепловых поисковых исследований. Для обнаружения глубинного отклика геологической среды, в виду изменения напряжённо-деформационного состояния, углеводородно-геофизические параметры измерялись лишь дважды – до и после сейсмозрывных работ.

Рассмотрим динамику геохимических параметров. Очевидно, что «УВ-дыхание» должно проявляться в полях концентраций наиболее легких и подвижных углеводородов. Такими элементами являются из алканов- гексан (C₆), из аренов- бензол (C₆). В результате сравнения полей концентраций указанных параметров на дозрывном и послевзрывном этапах исследований установлено контрастное возрастание концентраций этих элементов

Эталонно-режимные наблюдения, проведенные на Михайловской поисковой площади, позволили разделить естественное накопление углеводородов в снежном покрове и накопление вызванное УВ-откликом. В рамках простейшей модели естественная динамика концентрации УВ описывается уравнением:

$$\frac{dn_c}{dt} = -\omega_- n_c + \omega_+ n$$

где n_c – концентрация углеводородов в снеге, n – концентрация молекул в УВ - потоке, ω_- – вероятность десорбции молекулы УВ (частота десорбции), ω_+ – вероятность сорбции молекулы УВ (частота сорбции). Начальным условием для концентрации углеводородов в снеге является $n_c(0)=0$.

Связь величины плотности УВ-потока и концентрации молекул в нем выражается как:

$$j = nV$$

где V – скорость частиц в потоке.

Решением данного уравнения является:

$$n_c(t) = \frac{\omega_+}{\omega_-} n [1 - \exp(-\omega_- t)]$$

Как видно из решения, на начальном этапе концентрация углеводородов растет практически линейно с течением времени, постепенно выходя на равновесное значение, определяемое концентрацией углеводородов в потоке и отношением частот сорбции и десорбции. При увеличении УВ-потока имеем изменение скорости накопления, что хорошо наблюдается при эталонно-режимных измерениях.

Анализ результатов показал, что УВ-отклик проявляется на участках, приуроченных к «открытым» транзитным разломам. Последние контактируют с источниками УВ и имеют повсеместный характер. По данным двух этапов исследований был проведен сравнительный анализ различных геохимических параметров. Информативным нефтепрогнозным показателем вариаций УВ-параметров является отношение их концентраций, с подавлением величины соотношений малых величин:

$$f^i = \frac{C_2^i}{C_1^i} \cdot (\alpha \cdot C_1^i + \beta \cdot C_2^i),$$

где C_1^i, C_2^i – значения концентраций в точке i до и после сейсмозрывных работ, α, β – коэффициенты нормализации выборок.

Совершенно неожиданным оказался результат по микробиологическим параметрам. Изменение активности и увеличение популяции бактерий в повторных пробах произошло в пределах 10%. Но наряду с изучаемыми гексаноокисляющими, гептаноокисляющими, октаноокисляющими, нонаноокисляющими, толуолоокисляющими, ксилолоокисляющими и фенолоокисляющими бактериями была обнаружена неизвестная «зонтикообразная» бактерия, которая также питается углеводородами. Идентифицировать данную бактерию не удалось. Данный род отсутствует в

отечественных каталогах. Эта бактерия питается через ножку и отдельные каналы на «зонтике». Причём она может существовать как в анаэробной среде (без кислорода), так и в аэробной (в присутствии кислорода). Этот факт говорит о том, что она может существовать на больших глубинах. Углеводородную среду она поглощает каналами на «зонтике», а кислородом питается через ножку. В пробах, изъятых до сейсмозрывов, данная бактерия практически отсутствовала, её количество составляло в пробах 3, 5, 7, 10, 12 штук. В пробах, изъятых после сейсмозрывов, её популяция выросла в 100-200 раз и количество этих бактерий стало равным 250, 400, 500, 650, 800. Идентификация данного рода и последующие микробиологические исследования этой популяции могут привести к тому, что обнаруженная бактерия станет дополнительным независимым поисковым параметром в поисках залежей УВ.

Вариационные углеводородно-геофизические исследования на несколько порядков повышают эффективность прогноза и поиска залежей нефти и газа. Метод вариаций геохимических и геофизических параметров обладает высокой степенью достоверности и должен применяться на всех стадиях геолого-поисковых исследований.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Р.И. Тимшанов, А.Ю. Белоносов. Использование полигона при проведении нефтепоисковых работ методом углеводородной съемки по снежному покрову // нефть и газ Западной Сибири. Материалы международной научно-технической конференции. Том 1. - Тюмень: ТюмГНГУ. - 2003. С. 45-46.
2. А.Р. Курчиков, А.Ю. Белоносов, Р.И. Тимшанов. Метод временной вариации параметров при сборе, обработке и интерпретации геохимико-геофизических данных на стадии подготовки объектов к поисковому бурению // пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. VII научно-практическая конференция. Том 2. - Ханты-Мансийск: «Издатнаукасервис». - 2004. С. 187-199.

© А.Ю. Белоносов, Р.И. Тимшанов, 2006

УДК 551.496:556.382(571.51)

А.Ю. Озерский, В.А. Караулов

ОАО «Красноярскгеология», Красноярск

ЧУЛЫМО-ЕНИСЕЙСКАЯ ПРОВИНЦИЯ ЗАЩИЩЕННЫХ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

В результате геологоразведочных работ, проведенных в пределах юго-восточной окраины Западно-Сибирского артезианского бассейна, выявлена минералогическая Чулымо-Енисейская провинция пресных, экологически чистых и хорошо защищенных подземных вод хозяйственно-питьевого назначения [3]. Запасы подземных вод приурочены к глубоким горизонтам юрских песчаников, залегающих в основании осадочного чехла.

В наши дни подземные воды этих горизонтов могут быть использованы для централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения населенных пунктов. Глубокие горизонты также являются единственным перспективным источником резервного водоснабжения Красноярска и других городов на периоды чрезвычайных ситуаций. Учитывая большую глубину залегания и высокую защищенность, эти горизонты следует рассматривать как резервный стратегический запас экологически чистых вод России на исторически длительную перспективу.

Анализ геолого-гидрогеологического разреза юрской угленосной формации и результатов работ предшественников по гидрогеологическому изучению глубоких горизонтов позволили нам выдвинуть в 2000 году гипотезу о наличии крупных ресурсов пресных подземных вод в глубоких водоносных горизонтах, залегающих в нижней части осадочного чехла юго-восточной окраины Западно-Сибирского артезианского бассейна. В пользу этой гипотезы говорили большая стратиграфическая мощность горизонтов юрских песчаников, а также высокие значения их открытой пористости. Первые гидрогеологические данные, полученные в 1980-х годах специалистами ПГО «Гидроспецгеология» в Сухобузимском районе севернее Красноярска, показали, что пресные подземные воды распространены на всю мощность осадочного чехла. При этом химический состав подземных вод, вскрытых на глубинах 500-800 м, в основном удовлетворял хозяйственно-питьевым нормативам. При этом верхняя угленосная часть юрских отложений нами была признана неперспективной, поскольку подземные воды угленосной толщи обычно загрязнены железом, сероводородом и некоторыми токсичными микроэлементами.

В 2001 – 2004 г., при проведении поисковых работ для хозяйственно-питьевого водоснабжения г. Ачинска (рис. 1), нами были пробурены и опробованы три поисковые скважины, глубинами 680-722,5 м. Каждая скважина вскрыла непрерывный разрез отложений мезокайнозойского чехла и фундамент Западно-Сибирской плиты. Полученные материалы, в сочетании с данными предшественников, подтвердили нашу гипотезу о высокой перспективности глубоких горизонтов для организации водоснабжения, а также позволили выявить основные особенности их гидрогеологических условий (см. таблицу).

Нижняя часть гидрогеологического разреза юго-восточной окраины Западно-Сибирского бассейна представлена двумя водоносными ниже- и среднеюрскими горизонтами песчаников, разделенными мощной (до 100-120 м) пачкой относительно водоупорных алевропелитов (рис. 2). Нижний водоносный горизонт имеет более высокие значения фильтрационных показателей. При вскрытии горизонтов из многих скважин наблюдался самозлив с дебитом до 2000 м³/сут и давлением на устье около 1,5 ат (Ачинская площадь, Игинская скважина). При опытных откачках из скважин Сухобузимской площади дебиты скважин составили в среднем 420 м³/сут (верхний горизонт) и 570 м³/сут (нижний горизонт) при понижениях 54 м и 32 м соответственно. Из Белоярской скважины нами был получен дебит 4,3 тыс. м³/сут при понижении 31 м.



Рис. 1. Схематическая гидрогеологическая карта

Таблица. Средние гидрогеологические показатели глубоких водонасыщенных горизонтов

Показатели	Единица измерения	Ачинская площадь		Сухобузимская площадь	
		Горизонты		Горизонты	
		Верхний	Нижний	Верхний	Нижний
Глубина залегания кровли горизонтов	м	320-480	560-600	150-280	350-650
Геологический возраст горизонтов	-	Юрская система (J). Плинсбахский и тоарский ярусы		Юрская система (J). Ааленский и байосский ярусы	
Подстилающий фундамент	-	Палеозой (D ₃ ?)		Докембрий (AR-PR)	
Мощность	м	140	110	90	170
Коэффициент фильтрации	м/сут	~1,0		0,15	0,25
Пьезопроводность	м ² /сут	Не определялась		8,3·10 ⁵	1,2·10 ⁵
Открытая пористость	%	29,2	23,0	Не опр.	19,8
Скорость фильтрации	м/сут	0,006		0,003	
Минерализация	мг/л	380	430	670	760
Общая жесткость	ммоль/л	1,56	0,82	0,30	0,27
Водородный показатель	ед. pH	7,9	8,2	8,4	8,9

В условиях технически приемлемого понижения 200 м одиночные скважины диаметром 219 мм способны обеспечить на 25-летний срок

эксплуатации дебиты 1500-4000 м³/сут на Сухобузимской площади и 5000-6000 м³/сут на Ачинской площади. Движение подземных вод в глубоких горизонтах в общем ориентировано в северном направлении. Соотношения напоров верхнего и нижнего горизонтов говорят о возможности нисходящих вертикальных перетоков под водоразделами и о восходящих перетоках под речными долинами. Среднее значение вертикальной проводимости слабопроницаемых отложений составляет около $1 \cdot 10^{-4}$ сут⁻¹ [1], что вполне допускает существование вертикальных перетоков между обоими горизонтами и объединяет их в единую водонапорную систему. Основная роль в формировании эксплуатационных запасов подземных вод принадлежит упругим запасам, оценить долю которых пока достаточно сложно. Емкостные запасы глубоких горизонтов приближенно оцениваются нами в 60 млн.м³ на 1 км² площади распространения горизонтов. Естественные ресурсы составляют около 150 – 370 м³/сут на 1 км ширины потока.

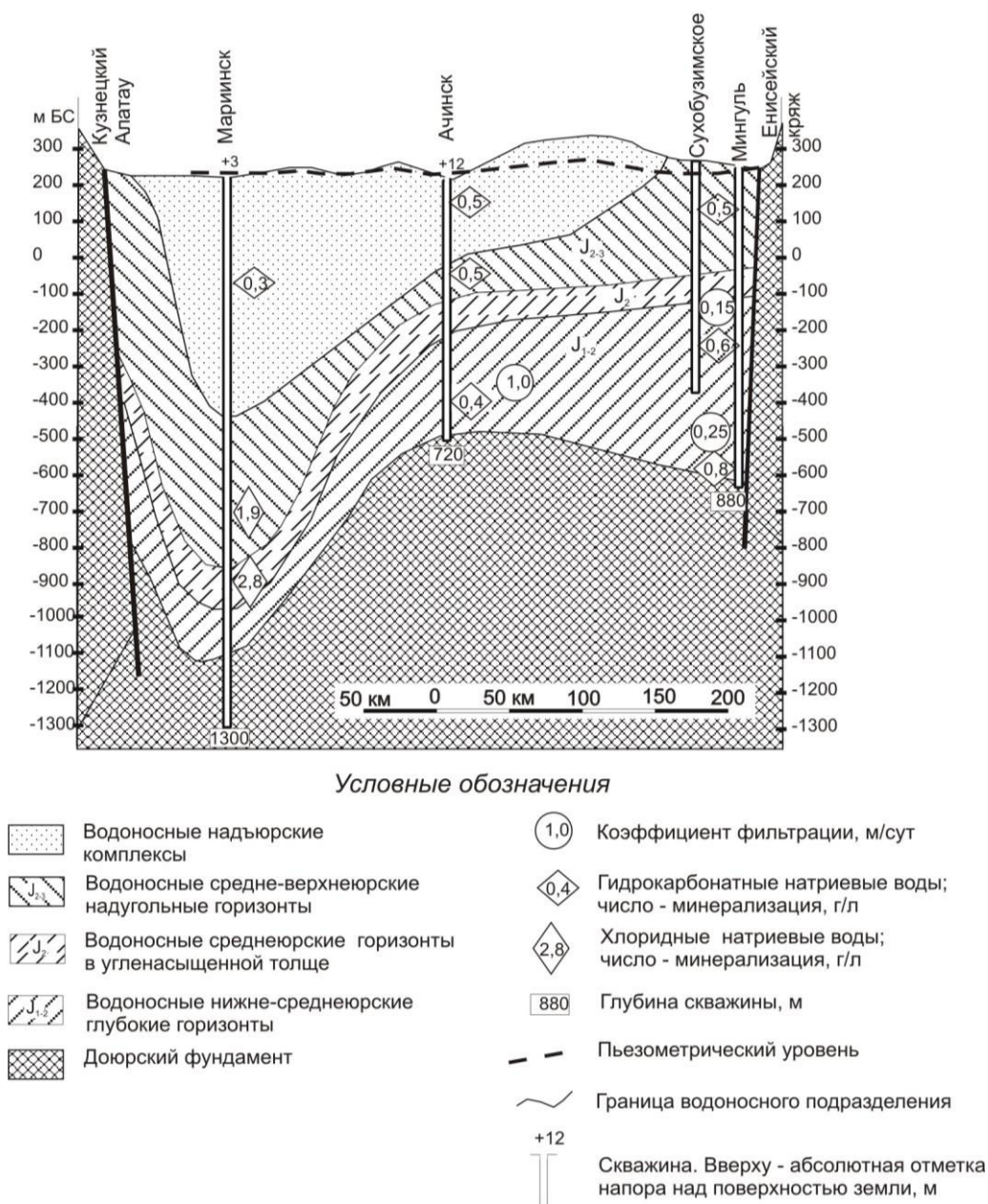


Рис. 2. Схематический гидрогеологический разрез

По величине минерализации и химическому составу воды обоих горизонтов до глубин 800 – 900 м являются пресными гидрокарбонатными натриевыми, в верхнем горизонте иногда кальциево-натриевыми. Воды нижнего горизонта отличаются от вод верхнего более высокой минерализацией и повышенными относительными содержаниями ионов хлора и карбоната. Подземные воды обоих горизонтов в основном соответствуют хозяйственно-питьевым нормативам. Для вод нижнего горизонта характерны высокие значения водородного показателя, но при совместной эксплуатации обоих горизонтов рН обычно находится в пределах нормы [4]. Глубже 900 м, происходит смена гидрохимического типа воды с гидрокарбонатного на хлоридный [2], при этом минерализация превышает 1 г/л (рис. 2).

Результаты работ выявили перспективность глубоких водоносных горизонтов юрской угленосной формации для организации крупного централизованного водоснабжения населенных пунктов не только в Красноярском крае, но также и в северной части Кемеровской и в восточной части Томской областей.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гаврилин К.В., Озерский А.Ю. Канско-Ачинский угольный бассейн. – М.: Недра, 1996. – С. 121-139.
2. Гидрогеология СССР. Т. XVII. Кемеровская область и Алтайский край. – М.: Недра, 1972. – С. 245-252.
3. Озерский А.Ю. Чулымо-Енисейская провинция пресных экологически чистых подземных вод // Фундаментальные проблемы изучения и использования воды и водных ресурсов. Материалы научной конференции 20-24 сентября 2005 г. – Иркутск, ИГ СО РАН, 2005. – С. 376 – 378.
4. Озерский А.Ю., Сорокин А.Н. Глубокие горизонты юго-восточной окраины Западно-Сибирского бассейна – перспективный источник хозяйственно-питьевого водоснабжения // Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России (XVII Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока). – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2003. – С. 196-198.

© А.Ю. Озерский, В.А. Караулов, 2006

УДК 553.469 (571.51)

А.Ю. Озерский

ОАО «Красноярскгеология», Красноярск

А.Г. Еханин

Территориальное агентство по недропользованию по Красноярскому краю, Красноярск

РЕСУРСЫ ГЕРМАНИЯ В НИЖНЕМЕЛОВЫХ ЛИГНИТАХ КАССКОЙ ПЛОЩАДИ И ЗАДАЧИ ПО ИХ ИЗУЧЕНИЮ И ОСВОЕНИЮ

Находки германиеносных лигнитов на юго-восточной окраине Западно-Сибирской плиты известны с середины прошлого столетия. В 1960-х гг. Ю.И. Горький, Е.С. Мейтов и др. подтвердили данные о наличии германиеносных лигнитов в бассейнах рек Кас и Сым. По данным этих исследователей содержания германия в лигнитах составили на Нижне-Касском участке 4 – 543 г/т лигнита при зольности 1,7 – 84,8%. В 1969 году, вследствие обнаружения германиеносных углей на Дальнем Востоке, приказом Министерства геологии СССР поисковые работы на германий в других регионах страны были прекращены. В Красноярском крае к этой проблеме вернулись в связи с реализацией Федеральной программы освоения Нижнего Приангарья [2]. В 2000 г. органы управления недрами Красноярского края поручили ОАО "Красноярская горно-геологическая компания" (ОАО «Красноярскгеология») выполнить поисковые работы на германий в бассейне рек Кас и Сым.

В 2000-2001 гг. Геоэкологической партией ОАО «Красноярскгеология» были выполнены маршрутные исследования и горные работы вдоль береговых обнажений рек Кас и Сым и их притоков. В 2003 г. были выполнены буровые работы на наиболее перспективном Нижне-Касском участке. Изученная площадь расположена на территории Енисейского района Красноярского края и представляет собой таежную и заболоченную Приенисейскую часть Западно-Сибирской равнины. Расстояние от Красноярского порта до ближайшей к участку пристани (п. Ярцево) по Енисею – 685 км. Расстояние до Красноярска по автомобильной дороге – 560 км, из которых 225 км – зимник. Ближайшая железнодорожная станция – Лесосибирск – расположена в 275 км южнее участка недр и доступна также только зимой.

Всего было пробурено 6 скважин, глубиной около 100 м каждая по профилю протяженностью 8 км. В бассейне реки Кас было выявлено 7 пластопересечений лигнитоносных горизонтов, а в бассейне реки Сым – 30 пластопересечений.

Работы показали, что наиболее перспективным является Нижне-Касский участок, расположенный в 30 км от устья реки Кас. Прогнозные ресурсы германия по сумме категорий $P_2 + P_3$ этого участка площадью 563 км² оцениваются примерно в 11 тыс. т.

Германиевые руды Нижне-Касского участка представляют собой лигниты, содержания германия в которых составляют 100 - 280 г/т сухого лигнита или 560 - 3600 г/т золы. Наиболее богатые германием лигнитоносные горизонты приурочены к аптскому и альбскому ярусам нижнего мела. Лигнитоносные горизонты представляют собой слои слабого песчаника, насыщенные обломками лигнитов – углефицированными фрагментами древесной растительности. Лигнитоносность в пределах отдельных горизонтов варьирует от 1% до 31%. В некоторых горизонтах встречен янтарь. Горизонты характеризуются пластообразным моноклинальным залеганием, при этом они имеют значительную протяженность. Углы падения горизонтов до 7°, падение в основном западное.

В перспективных горизонтах, представляющих интерес для добычи металла, среднее содержание германия составляет 205 г/т сухого лигнита, при разбросе концентраций 43 – 289 г/т с коэффициентом вариации около 85%. Лигнитоносная толща подстилается среднеюрскими (батскими?) отложениями, представляющими крайнее северное продолжение угленосных структур Канско-Ачинского бассейна. В среднеюрских отложениях скважинами были вскрыты два пласта бурого лигнитоносного угля, мощностью по 0,6 м. Однако в среднеюрских угольных пластах концентрации германия значительно ниже, чем в нижнемеловых лигнитах. Они варьируют в пределах 10-16 г/т, составляя в среднем 13 г/т.

В Институте химии и технической технологии СО РАН была оценена возможность извлечения германия из лигнитов Нижне-Касского участка и получен металлический германий. Химико-технологическими исследованиями была показана возможность непосредственного выщелачивания германия из лигнитов соляной кислотой. Выход металла в раствор составляет около 85%. Расход кислоты зависит от эффективности схемы обогащения лигнита. Химико-

технологические исследования позволяют характеризовать лигниты как очень перспективное сырье для получения германия [5].

По показателям качества ископаемого топлива лигниты близки к бурым углям, что позволяет сжигать добытую руду для получения германиевого концентрата (золы), а получаемую при этом тепловую и электрическую энергию возможно будет использовать для нужд рудника. По результатам технического анализа лигниты и проведенной кодировке можно приравнять к углям марки Б, к группе 2Б и переходной подгруппе 2БВ - 2БФ. Высшая удельная теплота сгорания (Q^{daf}) лигнитов варьирует от 5060 до 6610 ккал/кг, составляя в среднем 6265 ккал/кг. Зольность (A^d) изменяется от 3,9 до 32,9%, при среднем значении 17,2%. Массовая доля рабочей влаги (W^r) в среднем равна 34 %. Выход летучих веществ (V^{daf}) – 44,9 – 63,8%. По содержанию гуминовых кислот встречаются как совсем неокисленные лигниты с выходом гуминовых кислот (HA^{daf}) 5 %, так и окисленные лигниты с различной степенью окисления, достигающей 78,6%. Их средняя плотность незначительно варьирует около 1,0 т/м³, объёмная масса составляет 0,94 т/м³ при зольности 3,52 %, пористость колеблется в пределах 5,05 - 6,0 %. В сухом состоянии лигниты соответствуют марке дробимости - 200. Выход смолы безводной (T_{sk}^d) - 2,2 - 10,1 %, выход полукокса (sK^d) – 55,6 – 81,5%, коксовый остаток в основном слипшийся, но в трёх пробах спёкшийся, не сплавленный, выход летучих веществ (V^{daf}). - 44,9 - 54,49 %, влажность полукокса (W_{sk}^d) - 1,3 - 16,2 %, показатель Грей-Кинга (G_{sk}^d) – 11,1 – 29,2 %.

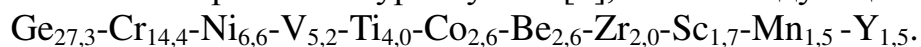
В составе лигнитов преобладают углерод (59,6 - 69,8 %) и кислород (23,8 - 33,9%). Подчиненное значение имеют водород (4,6 - 5,4 %) и азот (0,2 – 0,8%). Содержание серы колеблется от 0,39 до 1,31 %. Ведущим элементом золы лигнитов является кремний (в среднем 26%), при подчиненном значении железа (7,6%), алюминия (7,3%) и кальция (5,1%). Содержания магния, калия и натрия изменяются от десятых долей до первых процентов, а содержания фосфора составляют сотые доли процента.

Исходя из химического состава, по классификации Я.Э Юдовича и М.П. Кетрис [8], лигниты относятся к гумусовому (арконовому) классу кахитолитов. Однако, с точки зрения рудоносности этих образований, геохимическая характеристика лигнитов только на основе их «горючей» части является неполной и вероятно не может достоверно объяснить механизм накопления германия. Более продуктивным является рассмотрение золы лигнитов, что позволяет соотнести химические элементы с ее генетическими классами: растительным («внутренней» золой) и сорбционным («внешней» золой). По величинам петрохимических модулей зола лигнитов сопоставляется с преимущественно глинистыми осадочными породами гидролизатного хемотипа. Ее отличительной особенностью является супертитанистость (титановый модуль $TiO_2:Al_2O_3$ равен 0,14) [6]. Обычно накопление титана в зоне гипергенеза связывается с механическим массопереносом, однако его высокая концентрация в лигнитах вероятнее всего связана с химическим осаждением растворенного или коллоидного титана на геохимическом барьере.

Различными видами анализов в золе лигнитов обнаружено присутствие 20 сопутствующих химических элементов, из которых 16 характеризуются

устойчивым присутствием, их встречаемость превышает 50%. Помимо германия, зола лигнитов может представить интерес для извлечения из нее ванадия, титана, бериллия, циркония, иттрия, иттербия и, вероятно, скандия [3].

Формула геохимической ассоциации малых элементов, рассчитанная по отношению к кларкам зол бурых углей [7], имеет следующий вид [6]:



Эта ассоциация отличается от известной Ge–Be–W ассоциации, связанной с сорбционными барьерами ископаемых углей германий–угольного типа месторождений [4, 6]. Кроме того, факторным анализом выявлена общность в накоплении германия, титана и железа [1], что подтверждает гипотезу о глубоких структурно-вещественных и генетических различиях германиеносных углей и лигнитов.

Все известные германий–угольные месторождения выявлены в регионах, где угленакопление протекало на фоне затухающего вулканизма на изолированных площадях небольших приразломных депрессий, а уникально высокие содержания установлены в угольных пластах, залегающих в низах угленосных мульд [4]. В меловой период и после него проявления вулканизма по восточной периферии Западно-Сибирской плиты не были установлены. Кроме того, сама Касская впадина не является небольшой изолированной приразломной депрессией. Это – обширная по размерам отрицательная структура, раскрытая в сторону центра Западно-Сибирской плиты. Во-вторых, высокие концентрации германия в Касской впадине приурочены не к “низам угленосных мульд”, как в месторождениях германий–угольного типа, а наоборот – к надугольному комплексу. Германиеносные меловые отложения с максимальными концентрациями металла с размывом перекрывают юрскую угленосную формацию, для которой высокие содержания германия не характерны. Наконец, в-третьих, касские лигниты, строго говоря, нельзя считать углем. Фактически – это углефицированные обломки (включения) ископаемой древесины в слоях песчаника.

Названные обстоятельства не позволяют нам отнести германиеносные лигниты восточной окраины Западно-Сибирской плиты к германий–угольному типу месторождений, скорее всего речь идёт о новом генетическом типе – германий–лигнитовом. Поэтому проведение дальнейших геологоразведочных работ здесь требует применения специфических подходов, особенно при опробовании и подсчете запасов германия, которые могут подтвердить эту гипотезу.

Предварительные экономические расчеты выполнены исходя из обеспечения сырьем существующего годового производства германия 10 т в Красноярске на действующем заводе ФГУП «Германий». При этом будущее горнодобывающее предприятие в течение 15 лет должно будет добывать 40 тыс. т лигнита в год или перерабатывать 180 тыс. м³ горной массы вмещающего лигнитоносного горизонта. Горно-геологические условия Нижне-Касского участка позволяют ведение горных работ открытым способом с применением гидромеханического способа добычи и обогащения лигнитов. Добытый лигнит должен на месте перерабатываться в концентрат путем сжигания на специальной

котельной, с получением попутной тепловой и электрической энергии, а полученный концентрат (около 1,7 тыс. т) будет вывозиться в Красноярск в течение навигации.

В результате предварительных расчётов получены следующие технико-экономические показатели будущего горнодобывающего предприятия:

1. Себестоимость 1 т германиевого концентрата CIF Красноярск с учётом вскрышных работ, добычи лигнита, получения концентрата и перевозки \$ 1223.
2. Общие затраты на получение 1 кг Ge – \$ 332.
3. Рентабельность предприятия по чистой прибыли 25 %.

Отрицательными факторами для освоения германиеносных лигнитов являются большая удаленность участка от основного производства, суровые климатические условия, сезонный характер добычи, обогащения и транспортировки. Недостаточно высокая лигнитоносность обуславливает большие объёмы вскрышных горных работ. Все это вместе требует больших инвестиционных затрат и капитальных вложений, а также годовых эксплуатационных затрат на уровне \$ 3 млн. [5]. Тем не менее, при условии сохранения современного уровня цен, деятельность такого предприятия будет безусловно рентабельной.

Подтверждение перспективности Нижне-Касского участка может быть окончательно доказано проведением целенаправленных геологоразведочных работ, программа которых разработана в ОАО «Красноярскгеология». На поисково-оценочной стадии предлагается выявить и изучить благоприятные в горно-геологическом отношении участки недр, привлекательные для вероятных инвесторов. При этом поиски германиеносных лигнитов планируется провести не только в пределах Нижне-Касского участка, но и на других выявленных нами участках, расположенных ближе к Енисейску. Для реализации поисково-оценочной стадии геологоразведочных работ потребуется бурение 8300 п.м., суммарная сметная стоимость работ – около \$ 850 000. На разведочной стадии, целью которой является выявление участка с запасами 150 т германия, предлагается выполнить бурение до 14 тыс. п.м скважин. Сметная стоимость разведочной стадии оценивается в \$ 1,2 млн. Общие приведенные затраты геологоразведочных работ на 1 кг Ge составит \$13,8, что приблизительно составляет 3 % от текущей стоимости конечной продукции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Евдокимов А.П., Озерский А.Ю., Еханин А.Г. Германиеносные лигниты юго-восточной окраины Западно-Сибирской плиты // Разведка и охрана недр, № 6, 2004. – С. 26-29
2. Еханин А.Г. Проблемы германиеносности углей и лигнитов южной части Тунгусского бассейна // Сырьевые ресурсы Нижнего Приангарья. – Красноярск, Дирекция Федеральной целевой программы освоения Нижнего Приангарья в Красноярском крае, 1997. – С. 49-51.
3. Клер В.Р., Миронов К.В. Инструкция по изучению и оценке попутных твёрдых полезных ископаемых и компонентов при разведке месторождений угля и горючих сланцев. – М.: Наука, 1987. – 135 с.

4. Металлогения и геохимия угленосных и сланцесодержащих толщ СССР. Закономерности концентрации элементов и методы их изучения / В.Р. Клер, В.Ф. Ненахова и др. – М.: Наука, 1988. С. 140- 142.
5. Новые данные по германиеносности мезозойских лигнитов в бассейне р. Кас (Красноярский край)/ Евдокимов А.П., Еханин А.Г., Кузьмин В.И., Озерский А.Ю. // Геология угольных месторождений: Межвуз. науч. темат. сб. – Екатеринбург: Изд-во Уральской горно-геологической академии, 2002. – Вып. 12. – С. 181-187.
6. Озерский А.Ю., Еханин А.Г., Евдокимов А.П. Геохимические особенности германиеносных лигнитов Касской площади (Красноярский край) // Проблемы поисковой и экологической геохимии Сибири: Материалы науч. конф., посвященной 100-летию проф. Томского политехнического ун-та П.А. Удодова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – С. 186- 188.
7. Ценные и токсичные элементы в товарных углях России: Справочник. – М.: Недра, 1996. – С. 10-11, 14-15.
8. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Основы литохимии. – СПб.: Наука, 2000. – 479 с.

© А.Ю. Озерский, А.Г. Еханин, 2006

УДК 553:528.8 (571.15)

А.А. Поцелуев, Ю.С. Ананьев, В.Г. Житков
ТПУ, Томск

ДИСТАНЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И ПОИСКА МПИ (НА ПРИМЕРЕ РУДНОГО АЛТАЯ)

Дистанционные методы исследования с момента их появления всегда были и будут актуальны, особенно для России с её просторами, огромными расстояниями, неразвитой инфраструктурой. В настоящее время невозможно себе представить выполнение разноплановых исследовательских, картографических и мониторинговых работ на огромных, труднопроходимых пространствах Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России без использования методов дистанционного зондирования (ДЗ).

Широкое применение дистанционных методов стало возможным благодаря ускоренному развитию научно-технического прогресса в 20 веке, особенно во второй его половине. Развитие авиации, космонавтики, физики, приборостроения, появление новых информационных технологий на общем фоне смягчения режима секретности обусловило резкую интенсификацию внедрения ДЗ в решение широкого круга народнохозяйственных задач.

Наряду с широким развитием наземных и авиаметодов, наиболее интенсивно развиваются космические методы ДЗ, которые по основным параметрам дают сопоставимые, а иногда и превосходящие результаты, и что особенно важно, они более экономичны. Характерная особенность современного этапа использования космических материалов ДЗ - широкая коммерциализация на общем фоне резкого снижения цен, что является очень важным фактором их широкого использования.

Качественно новый этап развития дистанционных методов наступил в 80-х годах XX столетия с появлением нового поколения цифровых средств получения информации, разработкой компьютерных средств обработки изображений и технологий комплексного анализа разнородных пространственно координированных данных.

Технические средства дистанционного зондирования (ДЗ) нового поколения позволяют получать с космических носителей информацию в нескольких диапазонах электромагнитного спектра с регистрацией измерений в цифровой форме с малым (1000 м и более), средним (600–300 м) и высоким (10–<1 м) пространственным разрешением. В настоящее время общедоступными и широко распространяемыми для потребителей в России и соответственно в Сибири являются данные спутниковых съемочных систем LANDSAT, SPOT, IRS, QUICKBIRD, IKONOS, ORBVUE, Ресурс. Реализацией этих материалов занимается несколько специализированных фирм.

Наиболее активно материалы космических съемок использовались в геологии в 70-е – 80-е годы прошлого столетия. В 90-е годы в России и других странах, ранее входивших в состав СССР, финансирование геологоразведочных работ из госбюджета по сути было прекращено. Особенно сильно это отразилось на геологосъемочных и прогнозно-поисковых работах. В настоящее время в связи с истощением запасов по большинству полезных ископаемых, принятием ряда государственных и корпоративных программ отмечается устойчивое оживление геологических исследований.

Возможность и необходимость использования материалов ДЗ для решения широкого круга задач в области геологии и при недропользовании были показаны на различных примерах и декларативно отражены в ряде инструкций. Но работы такого плана, не смотря на их очевидную высокую информативность и относительную дешевизну, не нашли самого широкого применения, за исключением отдельных ведомств (во времена СССР) или компаний (в настоящее время). В первую очередь это обусловлено не очень удачными попытками фирм геологоразведочного профиля, не имеющих специальной базы (подготовленных специалистов по дешифрированию космоснимков и в области ГИС-технологий, специальных программных продуктов и соответствующей вычислительной техники), получить качественную информацию из данных ДЗ. Частично ситуацию можно поправить, вводя в программу подготовки специалистов в Вузах соответствующие учебные дисциплины, как это делается, например, в Томском политехническом университете (Поцелуев, Архангельский, 2001).

В области геологических и геоэкологических исследований материалы космосъемок используются для построения интерпретационных моделей геологического строения и локализации месторождений полезных ископаемых на разных уровнях генерализации, картографирования различного назначения и масштаба (обзорное, мелко-, средне- и крупномасштабное), прогнозирования месторождений нефти и газа, рудных полезных ископаемых, алмазов, подземных вод, строительных материалов, камнесамоцветного сырья, поиска термальных вод, инженерно-геологических исследований, изучения

нарушенности природной среды в районах интенсивной антропогенной нагрузки, изучения и картографирования динамики состояния природной среды, мониторинга зон геоэкологического риска, участков освоения минеральных ресурсов, контроль аварийных ситуаций на нефтяных и газовых скважинах, промышленных объектах; контроль состояния магистральных газо- и нефтепроводов, в том числе обнаружение предаварийных ситуаций и мест утечек и др. (Аэрокосмические..., 2000).

Очевидным преимуществом данных ДЗ является:

- Объективность и метричность исходной информации;
- Обзорность, непрерывность, наглядность и требуемая детальность;
- Использование цифровых средств получения информации и обработка данных в среде геоинформационных систем;
- Естественная генерализация и повышенная глубинность;
- Высокая информативность, обусловленная возможностью получения данных в широком диапазоне спектра электро-магнитного излучения;
- Высокая экспрессность и относительно низкая стоимость, что позволяет сократить сроки и повысить результативность геологоразведочных работ.

В настоящем сообщении на примере Рудного Алтая показаны возможности и высокая информативность использования данных космосъемок. Авторами получены новые данные о положении крупных полиметаллических месторождений в космогеологических структурах, выявленных при дешифрировании материалов Landsat ETM и обработки цифровой модели рельефа (Житков и др., 2005).

Рудный Алтай является одной из самых крупных в мире колчеданно-полиметаллических провинций. Здесь выявлено значительное число комплексных (Zn-Cu-Pb с Au, Ag, Cd, Se, Te, Bi и другими попутными элементами) месторождений, многие из которых относятся к очень крупным и крупным объектам (Риддер-Сокольное, Тишинское, Малеевское, Зыряновское, Греховское и др.).

В работе использовались синтезированные изображения с различной комбинацией каналов, что позволило распознавать слабоаномальные объекты как линейной, так дуговой и кольцевой морфологии, а также элементы явно геологического свойства – границы интрузивных тел, полосчатость (слоистость) метаморфических и осадочных пород, тектонофациальные особенности участков территории и др.

Всего было дешифрировано более 8000 линеаментов разной протяженности и направлений и более 600 дуговых и кольцевых структур. Для их выделения использовались как космоснимки (КС), так и цифровая модель рельефа (ЦМР). ЦМР позволила выделить крупные структурные элементы, подчас, слабо выраженные на КС. К ним относятся, в частности, контуры шовных зон, возрастные взаимоотношения линейных тектонических

дислокаций, линейные зоны трещиноватости в пределах интрузивных массивов и др.

В результате первичного дешифрирования КС и ЦМР были построены карты линейных и кольцевых структур. Обработка линеаментной матрицы включала в себя статистический анализ с построением карт плотностей линеаментов как для отдельных категорий структур (с разбраковкой по азимутам простирания), так и для массива в целом.

Для анализа данных был создан модуль для геоинформационной системы ArcView, позволяющий определять радиусы и координаты центроидов кольцевых и направления линейных структур. Дальнейший анализ заключался в построении поверхностей плотности распределения центроидов и гридов расстояния от центроидов.

Анализ плотностей показал, что месторождения «цинковой» специализации (Лениногорский район и Малеевское месторождение) располагаются в пределах 20 км от центров крупных кольцевых структур (диаметром более 100 км). Объекты со «свинцовой» доминантой отстоят от центров данных структур на расстоянии 40-50 км.

Для кольцевых структур класса 60-80 км в диаметре «цинковые» месторождения удалены от центров на 10-15 км, в то время как для «свинцовых» эта цифра составляет 25-30 км.

При этом интересным является тот факт, что максимумы плотности центров крупных структур (диаметр более 100 км) и структур среднего размера (диаметр 40-100 км) пространственно разобщены, располагаясь на расстоянии 10-25 км.

Анализ структур диаметром 60-80 км показал, что месторождения «цинковой» специализации располагаются на удалении 5-15 км от их центров, в то время как для объектов «свинцовой» специализации это расстояние составляет 25-35 км.

Все месторождения изучаемой территории оказались связанными с массивами центров малых кольцевых структур диаметром менее 20 км и находятся в пределах их трехкилометровой зоны. При этом, для «цинковых» объектов максимумы плотностей распределения центроидов малых (диаметром менее 30 км) и крупных (диаметром более 100 км) кольцевых структур совпадают, а для «свинцовых» они расходятся.

Космогеологические структуры дешифрировались не только как совокупность линейных и (или) кольцевых структур. Как правило, они представляют собой геологические тела, либо области вполне понятной геологической природы. Границы выявляемых структур нередко криволинейны, а форма весьма разнообразна. К геологическим структурам, в данном случае, относились шовные зоны (или зоны разломов), участки повышенной линеаризации пород (границы которых являются, как правило, статистическими), геологические тела (нередко представленные тектоническими линзами), а также отдельные швы разрывных нарушений. Все эти объекты при данном масштабе изучения, обнаженности территории и пространственном разрешении обрабатываемых материалов, выглядят как единые линейные объекты.

Выявленные геологические структуры следует воспринимать как синтезированные образы, созданные на основе анализа всех данных.

Результирующим продуктом комплексной интерпретации КС и ЦМР явилась «Схема космогеологических структур Рудного Алтая» масштаба 1:500000.

В качестве главного структурного элемента территории была определена Рудноалтайская шовная зона северо-западного простирания, ограничивающаяся с юго-запада Иртышской зоной смятия, а с северо-востока параллельной ей Пограничной зоной линейных дислокаций и имеющая ширину выхода около 115 км. Внутреннее строение Рудноалтайской зоны характеризуется высокой степенью линеаризации толщ и, соответственно, линейно-линзовидным структурным рисунком. Крупные тектонические линзы нередко сложены гранитоидами и имеют размеры от первых до 100 км по длинной оси и до 45 км в поперечнике. Вмещающие породы «обтекают» жесткие блоки, образуя участками «очковую» текстуру, подобную типичным милонитам. «Малые» интрузии в ряде случаев образуют «рои» в областях выклинивания тектонических линз (т.е. в тенях давления, на участках падения давления, для которых, в общем случае, характерно развитие брекчий и интенсивного метасоматоза).

Основная рудоконтролирующая роль в пределах Рудноалтайской шовной зоны принадлежит условно-продольным структурам (к которым относится Северо-Восточная зона смятия, выделенная нами Юго-Восточная зона смятия, отходящая от Северо-Восточной полого в северо-западном направлении в районе Зыряновского месторождения и Центральная шовная зона, субпараллельная Северо-Восточной, берущая свое начало в районе Тишинского месторождения от Юго-Западной зоны) и поперечным швам субширотного простирания.

Развитие и становление основной рудно-магматической системы в районе, как это было показано многочисленными исследованиями и подтверждается материалами дешифрирования космоснимков, было многоэтапным. Формировавшаяся на ранних стадиях продольная (северо-западного простирания) система геологических структур подновлялась в более позднее время (в постмагматический период), когда план основных тектонических напряжений привел к образованию дополнительных поперечных (субширотных) деформаций. В результате такого развития системы в узлах пересечения северо-западных и субширотных структур локализовались участки, наиболее благоприятные для формирования уникальных и крупных месторождений полиметаллов.

Таким образом, геологическая интерпретация материалов дешифрирования космоснимков Landsat, позволила установить, что основными факторами, определяющими размещение крупных полиметаллических месторождений Рудного Алтая, являются:

– Крупные кольцевые структуры диаметром до 100 км и более. Месторождения располагаются в 12-15 км (Лениногорский рудный район) и 25-40 км (Зыряновский рудный район) от их центров;

- Малые кольцевые структуры диаметром не более 20 км. Месторождения располагаются в 3-5 км (Лениногорский рудный район) и 1-3 км (Зыряновский рудный район) от их центров;
- Узлы пересечения Северо-Восточной и Центральной зон смятия с субширотными структурами Северной и Южной зон.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Аэрокосмические методы геологических исследований / Под ред. А.В. Перцова. – СПб.: Изд-во СПб картфабрики ВСЕГЕИ, 2000. - 316 с.
2. Житков В.Г., Поцелуев А.А., Ананьев Ю.С., Кузнецов А.С. Позиция крупных полиметаллических месторождений Рудного Алтая в космогеологических структурах / Проблемы геологии и разведки месторождений полезных ископаемых. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005, с. 391-396.
3. Поцелуев А.А., Архангельский В.В. Дистанционные методы исследования окружающей среды. Учебное пособие для вузов. – Томск: СТТ, 2001. - 184 с.

© А.А. Поцелуев, Ю.С. Ананьев, В.Г. Житков, 2006

О СВЯЗИ ФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ГОРНЫХ ПОРОД С ПРОЦЕССАМИ АНОМАЛЬНОЙ ДИФфуЗИИ

Значительная часть объема осадочных пород образована свободным пространством между зернами, формирующими скелет породы, то есть поровым пространством. Соотношение объема этого пространства и полного объема породы, (пористость) играет существенную роль в определении практически всех физических параметров породы. Например, проводимость σ двухфазной среды связана с пористостью $\Phi(z)$ с помощью закона Арчи [1]:

$$\sigma = \sigma_0 a_m \Phi^m,$$

где σ_0 - проводимость флюида, a_m и m - эмпирические параметры.

Строение порового пространства в осадочных породах, однако, достаточно сложно и хотя было предложено множество теоретических моделей для обоснования закона Арчи, но ни одна из них не оказалась совершенной. В работе [2], например, скелет моделировался набором сфер случайных размеров с использованием фактора самоподобия. Такая конструкция хотя и позволила получить формулу Арчи с показателем $m = 1.5$ (а также, с помощью некоторых модификаций, некоторыми другими значениями m) оставалась достаточно далекой от моделей реальных сред.

Затем появились целый ряд работ, использующие для описания проводимости фрактальные характеристики среды [3]. Остановимся на одном из таких описаний [4,5], легко обобщаемым на случай более сложных сред и попробуем найти связь фрактальных параметров среды, входящих в формулу Арчи и процессами диффузии в гетерогенной среде.

Вначале вспомним определение хаусдорфовой (фрактальной) размерности множества. Рассмотрим множество точек $F \subset E^n$ вложенное в евклидово пространство E^n размерностью $n > 1$. По определению, число n (называемое *размерностью пространства вложения*) принимает целые положительные значения 1,2,3. Далее, пусть $\varepsilon > 0$ — произвольное сколь угодно малое число. Пусть $N_n(\varepsilon)$ минимальное число n -мерных ε -кубов, покрывающих множество точек F с точностью ε . Хаусдорфовой (фрактальной) размерностью множества F называется число

$$D_F = - \lim_{\varepsilon \rightarrow +0} \frac{\ln N_n(\varepsilon)}{\ln \varepsilon}$$

Теперь введем понятие элементарного физического объема (ЭФО), как минимальной ячейки (с размером Λ), физические свойства которой (такие, как пористость, проводимость и т.п.) могут быть отнесены к системе в целом.

При этом будем считать, что Λ - определяет и максимальный масштаб самоподобия в поровом пространстве, то есть, среда в масштабах меньших Λ -

фрактальна и для определения параметров среды на этих масштабах мы должны существенно опираться на понятия фрактальной геометрии.

Проводимость гетерогенной среды обусловлена свойствами флюида. Жидкость, насыщающая поровую систему внутри ЭФО позволяет создать ряд токопроводящих путей, между его противоположными сторонами. Суммируя токи по всем проявившимся путям и осредняя по всем размерам пор, можно получить средний ток, протекающий по ЭФО и, соответственно, его проводимость.

В данной модели мы предполагаем, что каждый токопроводящий путь, проходящий через поры размера $\Lambda\lambda$ ($0 \leq \lambda \leq 1$), имеет сечение $G_s (\Lambda\lambda)^2$ (G_s - геометрический фактор) и обладает фрактальной извилистостью, т.е. длиной пути $L_p(\lambda)$, которая задается выражением

$$L_p(\lambda) = G_l \Lambda \lambda^{1-D_l}$$

и превышает расстояние Λ между противоположными сторонами ЭФО ($D_l > 1$). Здесь G_l - геометрический фактор и D_l - фрактальная размерность пути. Формальное определение извилистости $T(\lambda)$

$$T(\lambda) = [L_p(\lambda)/\Lambda] = G_l \lambda^{1-D_l}$$

При таком подходе, в случае, когда поровая структура может быть описана одним фракталом и масштаб суммирования совпадает с масштабом самоподобия, могут быть получены выражения для проводимости, в виде закона Арчи. Если, кроме того, предполагать, что объем порового пространства ЭФО совпадает с объемом токопроводящих путей, то показатель m в формуле Арчи может быть записан в виде:

$$m = 1 + 2 \frac{D_l - 1}{3 - D_v} \quad (1)$$

Здесь D_v статистическая фрактальная размерность порового объёма, D_l - фрактальная размерность, характеризующая извилистость.

Таким образом, использование фрактальных характеристик среды позволяет существенно уточнить и конкретизировать влияние такого параметра, как пористость.

Но этого еще далеко не достаточно. Хаусдорфова размерность существенно использует вложение F в E_n . Величина D_F определяется через мощность покрытия F n -мерными ε -кубами и в этом смысле является *внешней* характеристикой фрактала, отнесенной к E_n .

В то же время хаусдорфова размерность D_F не учитывает внутренние топологические свойства фрактального множества, непосредственно не связанные с вложением в E_n . Большое значение имеет такая характеристика среды, как связность [6].

Пусть P_1 и P_2 — две произвольные точки фрактального множества F и пусть Γ — путь, соединяющий P_1 и P_2 . Из бесконечного множества путей γ , соединяющих P_1 и P_2 в F выберем путь хаусдорфовой размерности которого в определенном смысле минимальна и эту размерность обозначим d_0 . Параметр d_0 имеет смысл хаусдорфовой размерности геодезических линии на F (то есть

линий определяющих кратчайшее расстояние на множестве. Именно по таким линиям идет процесс распространения тока.

Представим параметр d_θ в виде $d_\theta = (2 + \theta)/2$. Величина $\theta \equiv \theta[F]$ называется **индексом связности** фрактального множества F . В размерностях $n \geq 2$ значение индекса связности θ определяется топологией пустот, образуемых множеством F . При этом важно, являются ли пустоты внутренними или внешними. Если F не содержит внутренних пустот, то $\theta[F] = 0$.

Ситуация кардинально меняется, если существуют внутренние пустоты. При построении кривой γ внутренние пустоты необходимо огибать на всех пространственных масштабах так, чтобы γ везде лежала в F . Соответственно для фрактальных множеств с внутренними пустотами $\theta > 0$.

Для *линейно не связных* фрактальных множеств имеет место условие $0 \leq D_F < d_\theta < 1$ и $\theta < 0$. В силу свойства самоподобия линейно не связное фрактальное множество имеет разрывы в каждой точке; хаусдорфова размерность "пути" γ на всюду разрывных фрактальных структурах должна быть строго меньше единицы.

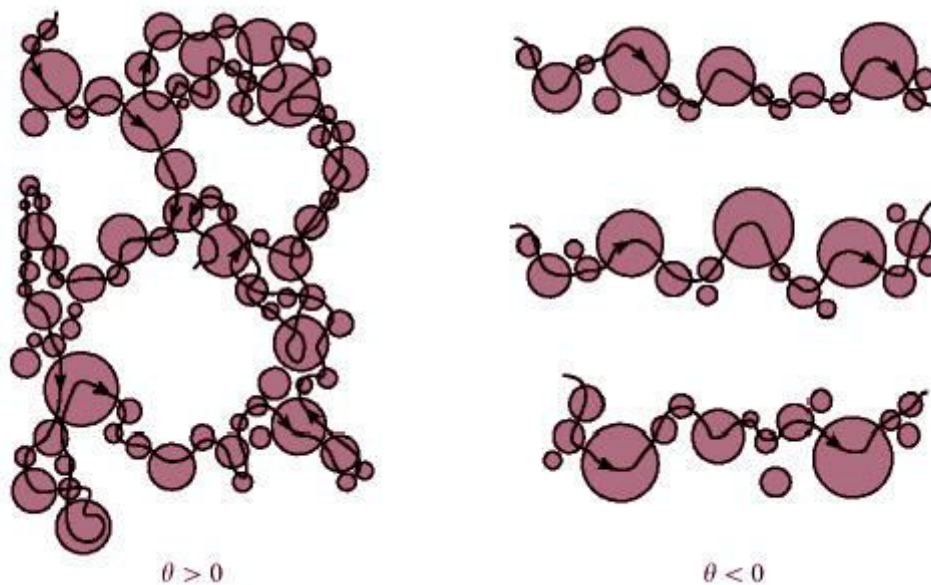


Рис. 1. Модель поведения процессов переноса на фрактальных структурах при различных значениях индекса связности [6]

Именно эти свойства являются определяющими при моделировании процессов переноса фрактальных множеств или процессов «аномальной диффузии».

На самоподобных структурах, расстояние r , которое прошла частица за время t из начальной точки, растет по закону

$$\langle r^2(t) \rangle = 2D \cdot t^\alpha \quad \alpha \neq 1 \quad (2)$$

Случай $\alpha = 1$ соответствует нормальной, или линейной, диффузии, основы теории которой были заложены еще Эйнштейном и Винером.

При этом нормировочная постоянная D имеет смысл обобщенного коэффициента переноса, а показатель степени при t равен $\alpha = \frac{2}{2+\theta}$, где θ - индекс связности множества F .

Показатель α является параметром, характеризующим топологию пустот F . Он определяет существование качественных различий в кинетике переноса при положительных и отрицательных значениях индекса связности. Множество F при $\theta > 0$ с необходимостью содержит внутренние пустоты, на огибание которых частица тратит значительную часть времени. Причиной "задержек" могут стать многократные – "циклические" – обходы пустот, а также блокировка частиц во внутренних "тупиках". В результате рост $\langle r^2(t) \rangle$ отстает от динамического времени t , что приводит к отклонению показателя α от 1 в меньшую сторону, $\alpha < 1$.

С точки зрения введенного нами понятия ЭФО, соотношение (4) показывает вероятность задержки частицы в ячейке. При этом плотность вероятности $f(t) = \alpha / (1+t)^{\alpha+1}$.

Естественным математическим аппаратом описания процессов аномальной диффузии являются уравнения в частных дробных производных, как по пространственным координатам, так и по времени. Обычно в качестве основной модели процесса аномальной диффузии берется уравнение с дробной производной по t .

$$u_t^\alpha = Lu.$$

Как правило, порядок дифференцирования не известен, то есть необходимо ставить задачу нахождения вида уравнения аномальной диффузии. Учитывая связь параметра α с топологическими свойствами среды, такая задача представляет самостоятельный интерес.

Теперь рассмотрим еще один известный подход к обоснованию закона Арчи. В работе [7] из соотношения Эйнштейна связывающего проводимость и коэффициент диффузии, а также приведенного выше выражения (2), выведена некоторая разновидность формулы Арчи, с показателем степени, который несложно преобразовать к виду, связанному с рассмотренной выше формулой (1).

$$m = 1 + \frac{2 - D_w}{D_v - 3}.$$

При этом величина D_w может быть выражена, через введенные выше параметры D_l и θ : $D_w = 2D_l$ или $D_w = 2 + \theta$.

Таким образом, в определенных случаях можно получить простую связь фрактальной характеристики извилистости с размерностью геодезических на фрактальном множестве $D_l = d_\theta$, а следовательно определить конкретную величину $\alpha = 1/D_l$, и, соответственно вид уравнения аномальной диффузии.

Величина D_l допускает экспериментальное определение, что открывает совершенно новые возможности при моделировании. Исследование, связанные с экспериментальным изучением фрактальных характеристик осадочных пород,

показывают, что D_f в различных условиях может достигать величин от 1.11 до 1.5. Изменение характера процесса аномальной диффузии [8] можно увидеть из рис. 2.

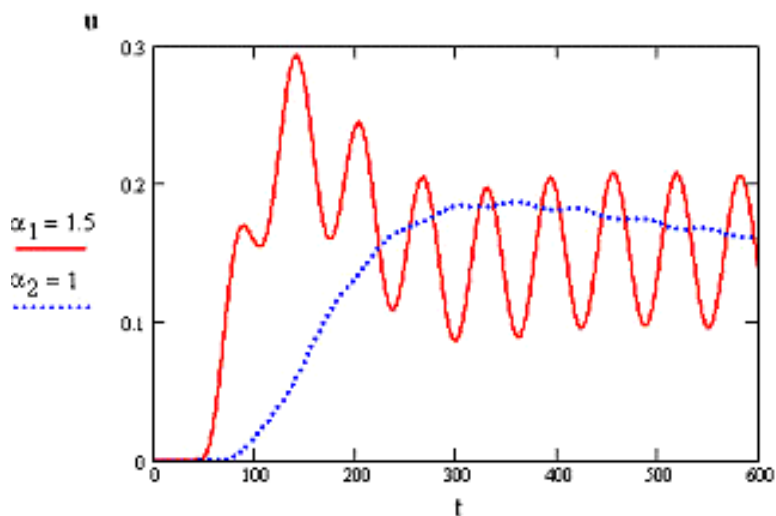


Рис. 2. Процесс аномальной диффузии при различных параметрах α

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Archie G.E. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics // Trans. Am. Inst. Min., Metallurg., Petr. Eng. 1942, v.146, p. 54-62.
2. Sen, C. Scala, and M.H. Cohen, A self-similar model for sedimentary rocks with application to the dielectric constant of fused glass beads. // Geophysics 46, (1981) 781
3. Heliodor F., Nigmatullin R.R., Riot P., Le Mehaute A. Du Temps Irreversible en Geometrie Fractale. Paris: Hermes, 1994. – 246 p.
4. Nigmatullin P.P., Dissado L.A., Soutougin N.N. A fractal pore model for Archie's law in sedimentary rocks. // J. Phys. D: Appl. Phys. - 1992. V.25. P.32-37.
5. Филатов В.В., Полетаева Н.Г. Об изучении структуры водоносных коллекторов методами ЯМР-томографии // Геология и геофизика. – 1998. - Т.39, № 4. - С.536-547
6. Зеленый Л.М., Милованов А.В. Фрактальная топология и странная кинетика: от теории перколяции к проблемам космической электродинамики. // УФН т.74, № 8, 2004, с. 810-853.
7. Roy Sh. And Tarafdar S. Archie's law from fractal model for porous rocks // Physical Review B. - 1997. V. 55, № 13. - P. 8038-8041.
8. Бондаренко А. Н., Иващенко Д. С. Численное решение обратных задач аномальной диффузии // Тез. докл. всероссийской науч. конф. «Наука, Технологии, Инновации» Новосибирск, 2003, 4.1, С. 223-224.

© В.В. Филатов, 2006

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КАК СПОСОБ ПРОГНОЗА И ОЦЕНКИ СКРЫТОГО ОРУДЕНЕНИЯ

Одной из актуальных задач металлогенических исследований является прогноз и оценка оруденения в старых рудных районах, разведанные ресурсы которых исчерпаны или на исходе. Между тем практика эксплуатации месторождений свидетельствует, что их возможности далеко не всегда ограничиваются разведанной частью. Поэтому для многих месторождений продление эксплуатационного срока связано с выявлением скрытого оруденения. Так, например, на крупнейшем в Сибири Таштагольском железорудном месторождении, лишь после 46 лет эксплуатации и разведки, когда большая часть известных руд была отработана, под застроенной частью города была выявлена глубинная рудная зона, в несколько раз превышающая ранее разведанную. Аналогичная ситуация сложилась и для некоторых полиметаллических месторождений, когда после почти полной отработки известных запасов при непрерывно продолжающейся десятилетиями их доразведки были выявлены новые рудные тела. Такие открытия связаны с огромным объемом дорогостоящих буровых работ и в значительной мере случайны. Поэтому далеко не всегда подобные вопросы разрешаются благополучно. Очевидно, выявление скрытого оруденения нельзя осуществить только простым увеличением бурения без научного прогноза.

Применительно к рудному узлу или рудному полю основой научного прогноза скрытого оруденения является модель глубинного строения конкретной рудно-магматической системы, отражающая ее морфологические, петрологические и металлогенические особенности. В частности, она должна отражать характер изменения состава магматизма с глубиной, объемы и размещение в пространстве его производных, в том числе и рудопродуцирующих дифференциатов, вертикальную зональность целостной рудно-магматической системы с определением уровней рудообразования, не только известных высоких, но в особенности низких скрытых, на которые строится обоснованный таким образом прогноз.

В этом плане наиболее полное представление о строении рудно-магматической системы дает глубинная геолого-геофизическая модель, основанная на математическом моделировании магнитных и плотностных свойств среды (рудного поля, месторождения и т.д.) с соответствующей геологической интерпретацией.

Расчетная часть методики математического моделирования базируется на решении прямых и обратных задач магнито- и гравиразведки, позволяющих определять значения расчетной намагниченности и плотности в некотором элементарном объеме и на основании характера их распределения по разрезу отождествлять полученные аномалии с конкретными геологическими телами (в

т.ч. и рудами) и составить объемную геологическую модель изучаемого объекта на требуемую глубину. В итоге дается геометризация прогнозируемых ресурсов с количественной оценкой по категории P_2 .

Приведем несколько примеров использования геолого-геофизического моделирования при прогнозе и оценке оруденения.

Хромитовая минерализация. Эргакский хромитоносный гипербазитовый массив Западного Саяна при геологической съемке был определен как бескорневое пологолежащее пластинообразное тело (тектоническая «чешуя»). По построенной нами геолого-геофизической модели масштаба 1:50000 он предстает как грибообразное тело с подводящим каналом, уходящим на глубину более 5 км. Из практики изучения хромитоносных гипербазитовых массивов, в частности, наиболее продуктивного из них – Кемпирсайского, известно, что основная хромитовая минерализация сосредоточивается именно над глубинной корневой частью массива, сложенной рудовмещающими дунитами. Аналогичная ситуация и для Райзского массива Полярного Урала, где единственное месторождение – Центральное, находится (по нашей модели) над его глубинной корневой частью. Иные представления о морфологии и строении Эргакского массива, полученные в результате геолого-геофизического моделирования, определяют и изменение представлений о его хромитоносности, поскольку перспективы промышленного оруденения определяются не всей площадью массива, как предполагалось ранее, а только ограниченным участком над корневой его зоной, где предлагается сосредоточить работы.

Золоторудная минерализация. На Полярном Урале моделировалось эксплуатируемое золото-железорудное месторождение Новогоднее скарново-магнетитовой формации. Месторождение разведано до глубины 600 м. Составленная по материалам крупномасштабной (1:10000 – 1:25000) магнитной съемки геолого-геофизическая модель показала следующее (рис.). 1-рудная зона месторождения имеет столбообразную форму и в своей осевой части продолжается за пределы разведанного контура на глубину до 1.2 км. 2-в непосредственной близости от Новогоднего месторождения устанавливается «слепая» рудная зона с верхней кромкой на глубине 700 м, возможно представляющая собой срезанную и сдвинутую по нарушению глубинную часть Новогоднего месторождения. Находящегося непосредственно над выступом (апофизой) глубжежащего интрузивного массива. 3-в 1.0 км южнее Новогоднего месторождения выявлен ранее не известный рудный объект столбообразной формы с вертикальной протяженностью до 1500 м, соизмеримый по масштабу с Новогодним месторождением, ныне заверенный скважинами. 4-кроме перечисленных в Новогодненском рудном поле под мощным чехлом четвертичных отложений выявлен ряд меньших по масштабам, но представляющих практический интерес объектов, подлежащих изучению.

Район Новогоднего месторождения сложен крупным (десятки квадратных километров) Сабским интрузивным массивом среднедевонского возраста габбро-плагиогранитной формации, в строении которого принимают участие плагиограниты, диориты и габбро. Массив эродирован и его кровля,

представленная силурийскими вулканогенно-осадочными отложениями, сохранилась в виде крупных останцов-ксенолитов. К одному из таких останцов и кровли и приурочено Новогоднее месторождение. Размер останца 15х6 км, мощность (до кровли интрузивного массива) по данным моделирования 1-2 км. Кровля массива не ровная, местами, в том числе и в рудном поле месторождения Новогоднего, интрузивные породы в виде выступа подходят к поверхности. В пределах останца вулканогенно-осадочных пород кроме месторождения Новогоднего известно много (больше десятка) рудопроявлений новогодненского типа рудной минерализации, часть из которых уже сейчас переведены в разряд мелких месторождений. Кроме того, по данным моделирования магнитного поля по выступам массива известно несколько рудных объектов не выходящих на поверхность. За пределами останца кровли сколь либо значимых рудопроявлений не имеется. Из этого следует очевидный вывод о том, что рудоносной является только апикальная зона массива, сохранившаяся от эрозии в породах кровли массива, а наиболее перспективными являются участки над выступом массива. Следовательно, наиболее перспективной на промышленное оруденение новогодненского типа в данном районе является верхняя часть рудно-магматической системы при переходе ее в толщу кровли, в первую очередь над редкими выступами (апофизами) массива, примером чему является Новогоднее месторождение. Поэтому для поисковых целей первоочередной задачей является выявление геофизическими методами, в частности математическим моделированием магнитного поля в пределах сохранившейся кровли массива (рельефа его поверхности, конкретно – редких выступов, являющийся аккумуляторами продуктивной фазы рудно-магматической системы. Участки таких выступов и должны являться объектами для первоочередного изучения не предмет выявления там золото рудной минерализации промышленного типа.

Редкометалльная минерализация. В Джидинском рудном районе, по данным многолетних работ, хусуртинская вулканогенная и джидинская карбонатно-терригенная толщи PZ_1 прорваны огромным массивом интрузивных пород, которые расчленены на 5 разновозрастных (от PZ_1 до J) комплексов. Основу его составляют диориты, тоналиты, гранодиориты джидинского комплекса, среди которых залегают небольшие тела биотитовых гранитов позднеджидинского комплекса и граниты, граносиениты, лейкограниты бичурского комплекса. Самые молодые дайки бостонитов, сиенит-гранит-порфиров выделены в отдельные куналейский и гуджирский комплексы соответственно. В гравимагнитном поле ни один из комплексов не имеет индивидуального отражения. Напротив, они фиксируются единой крупной хотя и неоднородной аномалией, почему возникают сомнения в правомерности выделения такого количества разновременных комплексов на ограниченной площади, практически в одном массиве, тем более, что с кислыми породами каждого из них связывается однотипная редкометалльная минерализация.

К мелкому штоку гуджирских лейкогранитов приурочено Первомайское штокверковое молибденовое месторождение. В 500 м западнее в диоритах джидинского комплекса находится Инкурский вольфрамовый штокверк, а еще

далее на запад (в 1 км) в ассоциации с мощными дайками сиенит- и гранит-порфиров размещается группа сближенных кварц-гюбнеритовых жил месторождения Холтосон вне видимой связи с первоисточником. На геолого-геофизическом разрезе (рис. 2а) по распределению расчетной плотности и намагниченности Джидинский интрузив предстает как генетически единое многофазное образование с гомодромной последовательностью пород. Завершается этот условно гуджир-джижинский комплекс гранитами и лейкогранитами, которые обособляются в виде остаточного рудогенерирующего очага как раз под рудным полем на глубине 2-5 км (рис. 2б). От него к Первомайскому штокверку протягивается как подводный канал штокообразная апофиза. На западе аналогичная слепая апофиза поднимается к Инкурскому и Холтосонскому месторождениям, то есть они находятся в надштоковой обстановке, в его “дайковой короне.” Таким образом, все три месторождения связаны с одним очагом-источником и представляют родственные образования. Первомайское месторождение занимает наиболее низкую позицию в общей вертикальной колонне, Холтосонское – самое высокое, а Инкурское – промежуточное, что согласуется с обычной зональной схемой редкометалльного и медномолибденового оруденения. Под Инкурским и Холтосонским месторождениями можно ожидать молибденовое оруденение первомайского типа.

© С.С. Долгушин, В.Л. Хомичев,
О.Г. Садур, В.В. Марков, 2006

УДК 621.331.11

А.Э. Конторович

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

В.Н. Удун

НПО «Гелиймаш», Новосибирск

В.А. Пак, А.В. Довгань

«РУСИА Петролеум», Новосибирск

ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ГЕЛИЕВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ: РЕГИОНАЛЬНЫЕ, ОБЩЕРОССИЙСКИЕ И ГЛОБАЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ

Гелий относится к редким и невозобновляемым природным ресурсам и обладает свойствами, которые являются основополагающими для ряда важнейших технологий. Гелий химически инертен и не образует устойчивых соединений с другими элементами, а силы притяжения между атомами гелия настолько слабы, что у него самая низкая температура сжижения среди неконденсирующихся газов. Низкая плотность и инертность гелия делают его идеальным подъемным газом, высокая теплопроводность важна при термообработке оптического волокна, низкая температура сжижения позволяет использовать этот газ при продувке и герметизации двигательных установок ракет, при охлаждении сверхпроводящих магнитометров и камер в ускорителях высокой энергии. Гелий применяется в энергетике, медицине, космонавтике, авиации, судостроении, химическом, металлургическом и сварочном производствах, лазерной технике, хроматографии, фундаментальных исследованиях.

Только по ряду направлений гелий может заменяться другими газами. В машиностроении и при сварке вместо гелия может использоваться аргон, в воздухоплавании и в дыхательных смесях может выступать водород. Однако водород взрывоопасен и легко воспламеняется, поэтому использование гелия более предпочтительно. В настоящее время гелий нельзя заменить в ядерной и термоядерной энергетике, в энергетических и иных системах с использованием явления сверхпроводимости, при создании дыхательных смесей. Не существует товаров-заменителей гелия при температурах ниже -429 F (-220,55 C), а также для дыхательных смесей при погружении на глубину более трехсот метров.

Основная часть мировых запасов гелия (88%) сосредоточена в Катаре, России, США и Алжире. Запасы гелия в Катаре – 10,0 млрд. м³, в России составляют 9,2 млрд. м³, в США – 8,5 млрд. м³, в Алжире – 8,4 млрд. м³, в Канаде – 2,0 млрд. м³, в Китае – 1,1 млрд. м³, в Нидерландах – 0,6 млрд. м³, в Польше – 0,3 млрд. м³, на все остальные страны приходится менее 0,8 млрд. м³ (табл. 1) До 2003 г. запасы гелия в мире варьировались в небольшом диапазоне 25-28 млрд м³. Наряду с истощением ресурсно-сырьевой базы гелийсодержащего природного газа в США, Нидерландах и Польше происходил прирост запасов в России (за счет Восточной Сибири), Алжире и Катаре. В 2004 г. произошла переоценка запасов гелия в Катаре и Алжире, в результате чего мировые запасы гелия возросли в 1,5 раза.

Таблица 1. Выявленные (identified) запасы гелия в мире, млрд м³

Показатель/ Год	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Среднее содержание гелия в природном газе, %	Доля от мировых запасов, %
Россия	6,0	6,0	6,0	6,2	6,8	7,1	8,6	9,0	9,1	9,2	9,2	0,05-0,60	22,5
США	13,0	13,0	12,2	11,1	11,1	11,1	11,1	8,9	8,9	8,9	8,5	0,1-1,9	20,8
Алжир	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,0	3,0	3,0	3,0	8,4	0,17-0,19	20,5
Канада	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	0,05-0,19	4,9
Катар	1,0	1,1	1,1	1,1	1,5	1,5	1,7	2,0	2,0	2,0	10,0	0,1-0,2	24,4
Китай	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	0,15-0,20	2,7
Нидерланды	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,02-0,12	1,5
Польша	0,8	0,8	0,8	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,06	0,7
Другие страны	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8		2,0
Всего по миру	27,6	27,7	26,9	25,5	26,5	26,7	28,2	27,7	27,8	27,9	40,9		100,0

Составлено: по U.S. Geological Survey, Mineral Commodity Summaries, для России – данные ГКЗ по категории АВС₁

Концентрации гелия в природном газе наиболее значительны в США – от 0,1 до 1,9%. В других странах среднее содержание гелия в газе значительно ниже: в Алжире – 0,17-0,19%, в Канаде – 0,05-0,19%, в Катаре – 0,1-0,2%, в Китае – 0,15-0,2%, в Нидерландах – 0,02-0,12%, в Польше – 0,06%. Концентрация гелия на разрабатываемом Оренбургском месторождении в России составляет 0,053-0,055%, однако на месторождениях Восточной Сибири и Республики Саха – крупнейшей не освоенной гелиевой провинции мира, этот показатель существенно выше – 0,19-0,67%.

Около половины запасов гелия в России сосредоточено в Сибирском федеральном округе – в Иркутской области и в Красноярском крае (Эвенкии). Значительными запасами гелийсодержащего газа располагает Дальневосточный округ, где на месторождениях Республики Саха (Якутия) сосредоточено свыше 30% запасов гелия в стране. По 7% всех запасов гелия в России приходится на Приволжский федеральный округ, главным образом Оренбургскую область, и на Южный федеральный округ, прежде всего, Астраханскую область, однако концентрации гелия там существенно ниже.

В 2004 г. производство гелия в мире составило 108 млн. м³, в том числе в США – 85 млн. м³, в Алжире – 16 млн. м³, в России – 6,1 млн. м³, в Польше – около 1 млн. м³ (табл. 2). Производство гелия в США сосредоточено на 13 заводах, из них 5 находятся в Канзасе, 4 - в Техасе, и по одному – в Колорадо, Юте, Вайоминге и Оклахоме. В результате снижения добычи гелия в США в

2000-2004 гг. из федерального хранилища Клиффсайд откачено около 70 млн. м³. Алжирский завод производительностью 17 млн м³ в год вступил в эксплуатацию в начале 1995 г. в Арзеве (западное побережье Алжира) при участии американских и французских компаний. Гелий в Алжире добывается попутно при ожижении природного газа, в результате чего за последние десять лет эта страна резко усилила свои позиции на международном рынке гелия, несмотря на его относительно низкое содержание (до 0,19 %). Польский гелий производится на заводе в Одолянове, который был запущен в начале 70-х годов. Проектная производительность завода – 4,5 млн. м³ /год.

Таблица 2. Производство гелия в мире в 1994-2004 г., млн м³

Страна / Год	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Доля от мировой добычи, %
США*	100,0	101,0	103,0	116,0	112,0	114,0	98,0	87,0	87,0	87,0	85,0	78,7
Алжир	2,0	4,0	5,0	16,0	16,0	16,0	14,0	14,0	16,0	16,0	16,0	14,8
Россия	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,1	6,1	6,1	5,6
Польша	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9
Всего по миру	109,5	112,2	115,2	139,4	135,4	137,0	119,0	108,0	110,1	110,1	108,1	100,0

Составлено по U.S. Geological Survey, Mineral Commodity Summaries

* без учета откачки из хранилищ

В настоящее время добыча гелия в России и потери его при добыче природного газа составляют свыше 17,4 млн м³, из них на эффективное производство и утилизацию приходится около 6,1 млн м³. Ежегодный объем потерь гелия промышленных концентраций (более 0,05%) в стране составляет около 11,3 млн. м³ в год, в том числе в Оренбургской области – более 6,3 млн. м³, в Республике Саха – 0,85 млн. м³. Весь гелий, добываемый в России, производится на Оренбургском газоконденсатном месторождении с концентрацией гелия в природном газе – 0,053-0,055%.

В России создан комплекс технологических решений по производству, хранению и поставкам гелия. Производственный аппарат и технологические системы сформированы в подразделениях ОАО «Газпром», ОАО НПО «Гелиймаш», ОАО «ЛенНИИхиммаш» и др. На практике, особенно при транспортировке гелия, используется также современное зарубежное оборудование.

Выделение гелия основано на криогенном разделении природного газа на фракции с обязательным предварительным сепарированием метановой фракции, этана, пропана-бутана, ШФЛУ, углеводородного конденсата. Выделение этих ценных продуктов делает возможным коммерческое производство гелия. Мембранные и адсорбционные способы выделения гелия из природного газа проигрывают по технико-экономическим показателям перед

способом криогенной сепарации. В связи со значительной удаленностью заводов по производству гелия от мест потребления этого продукта большую роль играет стоимость доставки гелия потребителям. Жидкий гелий является наиболее экономичной формой дистрибуции гелия, его получают с использованием турбодетандерной криогенной технологии на ожижителях гелия.

В мировой практике качество гелия определяется его содержанием в товарном продукте, а также количеством и составом примесей в нём. При наименовании марок гелия в международной классификации принята следующая номенклатура: первая цифра обозначает количество цифр 9 в показателе процентной концентрации гелия в реализуемом продукте. Так, 4 означает 99,99%, и т. д. Вторая цифра обозначает первую значащую цифру после девяток, например, 5.3 – 99,9993% и т. д. Содержание примесей в гелии измеряется в миллионных и миллиардных частях объема. На рынке США и Азии наиболее распространены пять марок жидкого гелия: 4,6; N 5.0; N 5.5; N 6.0 и ECD. Гелий марки ECD – это гелий марки 4.6 с дополнительными требованиями по содержанию хлора, кислорода и воды. В Европе реализуется жидкий гелий марок 4.6, 5.0, ECD, 5.6, 5.8, 6.0, 7.0, а также в виде «баллонного газа», где концентрация гелия составляет >95% (марка 1.5). В России газообразный гелий вырабатывается и поставляется в соответствии с ТУ 51-940-80 и ТУ 51-115-87, жидкий – по ТУ 51-224-84. В промышленности России применяется главным образом газообразный гелий марки А с объемной долей не менее 99,995% (марка 4.5 и выше по международной классификации) и марки Б с концентрацией 99,8% (марка 2.8). Для получения жидкого гелия используется газообразный гелий марки А, при экспорте наиболее конкурентоспособен гелий, очищенный до 99,9999% (марка 6.0).

В настоящее время самый емкий рынок гелия в мире – Северная Америка (табл. 3). Потребление гелия в США составило в 2004 г. 82 млн м³, в Канаде – 3 млн м³. Спрос на североамериканском рынке удовлетворяется за счет добычи и откачки из хранилища гелия в США. В Европе используется около 31 млн м³ гелия в год. Основная часть потребляется в 4 наиболее технологичных странах европейского континента – Германии, Франции, Великобритании и Бельгии. Поставки на европейский рынок осуществляются из Алжира, США, России и Польши. Третьим по объему использования гелия является рынок АТР. Здесь крупнейшие потребители гелия – Япония (11,7 млн м³), Южная Корея (2,3 млн м³), Китай (1,1 млн м³). Единственный поставщик гелия в страны АТР – США.

Средняя стоимость гелия-сырца в США составляет 1,875 долл./м³. В середине 1990-х гг. частные компании устанавливали свою цену на гелий ниже федеральной. Однако в 2003 г. стоимость газообразного гелия марки А, поставляемый фирмами «Эйрко» (США), «Линде» (ФРГ), «Эйр Продактс» (США) и др., значительно возросла до 2,16-2,34 долл./м³ (франко-завод США). Стоимость гелия для конечных потребителей варьируется в зависимости от расстояния, объемов и условий поставки. Цена сжиженного гелия на протяжении десяти лет находится на фиксированном уровне 2,524 долл./м³ (франко-завод США).

Таблица 3. Структура потребления гелия в мире в 2004 г.

Страны	млн м ³	%
Северная Америка		
США	82,0	59,0
Канада	3,0	2,2
Всего	85,0	61,1
Европа		
Всего	31,0	22,3
АТР		
Япония	11,7	8,4
Южная Корея	2,3	1,7
Китай	1,1	0,8
Австралия и Новая Зеландия	2,2	1,6
Тайвань	1,1	0,8
Сингапур	1,1	0,8
Индия	1,1	0,8
Малайзия	0,3	0,2
Таиланд	0,3	0,2
Всего	21,2	15,2
Россия		
Всего	0,9	0,6
Южная Атлантика		
Всего	1,0	0,7
Итого	139,1	100,0

Цены на гелий на европейском и азиатском рынках близки к ценам в США. Цена сжиженного гелия в Европе составляет в пересчете на газообразное вещество 2-2,1 долл./м³. Цены на гелий в странах Азиатско-Тихоокеанского региона находятся в диапазоне 2,1-2,3 долл./м³.

На российском рынке цена (включая НДС) на гелий, выпускаемый на Оренбургском гелиевом заводе, по состоянию на 01.08.03 г. в баллонах, составляла для марки А – 28,2 руб./м³, для марки Б – 26,1 руб./м³. Цена гелия марки А, выпускаемого в спецагрегатах, была равна 20,8 руб./м³, марки Б – 19,0 руб./м³.

В перспективе в связи со снижением добычи газа на месторождении Хьюготон – главном центре производства гелия в США, там ожидается снижение добычи гелия. Добыча гелия на месторождении Райли Ридж ближайшие 15 лет стабилизируется на современном уровне. Суммарная добыча гелия в США может составить в 2010 г. – 73 млн м³, в 2015 г. – 64 млн м³, в 2020 г. – 57 млн м³, в 2030 г. – 44 млн м³ (табл. 4). При этом по закону о приватизации гелия правительство

США должно предложить на продажу гелий-сырец из хранилища Клиффсайд с таким расчётом, чтобы до 1 января 2015 года были проданы количества, превышающие 170 млн м³ (в настоящее время объем хранения составляет 989 млн м³).

Таблица 4. Современное состояние и прогноз добычи гелия в мире в период до 2030 г., млн м³

Страны	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
США	85	83	81	79	77	75	73	71	69	68	66	64	57	50	44
Алжир	16	25	25	32	32	32	32	32	32	32	33	33	33	33	33
в т.ч. Алжир - 1 (Арзеев)	16	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Алжир - 2 (Скикда)		8	8	15	15	15	15	15	15	15	16	16	16	16	16
Катар		4	7	10	13	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Россия	6	6	6	6	6	11	15	21	22	24	26	28	41	63	98
в т.ч. Оренбург	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Восточная Сибирь						5	9	15	16	18	20	22	35	57	92
Польша	1	1													
Прочие										1	4	9	28	48	68

В связи со значительным истощением ресурсно-сырьевой базы гелия в **Польше** после 2005-2007 г. ожидается остановка гелиевого завода в Одолянове.

В условиях увеличения добычи природного газа в Алжире в этой стране принято решение о реализации второго проекта по извлечению гелия – строительстве завода в Скикде. Мощности первой и второй очереди составят по 8,5 млн м³. Реализация первой очереди запланировано на 2005 г., второй на 2007 г. Таким образом, общий объем добычи гелия в Алжире с 2007 г. будет находиться на уровне 32 млн м³/год.

В перспективе одним из крупнейших производителей гелия в мире станет **Катар**. Эта страна занимает первое место по объемам доказанных запасов гелия в мире. С 2005 г. гелий начнет поступать на рынок АТР с катарского гелиевого завода в Рас Лаффане мощностью 14-15 млн м³.

В рамках наиболее вероятного варианта использование гелия в мире может составить в 2010 г. 159,6 млн м³, в 2020 г. – 182,7 млн м³, в 2030 г. – 224,7 млн м³ (табл. 5).

С началом реализации крупномасштабной добычи природного газа в Восточной Сибири и Республике Саха, **Россия** может стать крупнейшим поставщиком гелия на мировой рынок, в первую очередь – Азиатско-Тихоокеанский. С учетом перспективного уровня спроса на рынке АТР поставки гелия из России могут составить в 2010 г. – 9 млн м³, в 2020 г. – 35 млн м³, в 2030 г. – около 90 млн м³ (табл. 6). В долгосрочной перспективе возможен также экспорт на европейский рынок, что позволит заместить

поставки с гелиевого завода в Оренбурге, производящего гелий из сырья с его низкой концентрацией на месторождении с падающей добычей.

Таблица 5. Современное состояние и прогноз потребления гелия в мире в период до 2030 г., млн м³

Страны	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Северная Америка														
США	83,0	85,0	87,0	88,0	90,0	92,0	92,0	93,0	93,0	94,0	94,0	97,0	99,0	102,0
Канада	3,0	3,0	3,0	3,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	5,0	5,0
Всего	86,0	88,0	90,0	91,0	94,0	96,0	96,0	97,0	97,0	98,0	98,0	101,0	104,0	107,0
Европа														
Всего	31,0	32,0	32,0	33,0	34,0	34,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	36,0	37,0	38,0
АТР														
Япония	12,0	12,2	12,4	12,7	13,0	13,2	13,3	13,3	13,4	13,5	13,5	13,9	14,2	14,6
Китай	2,5	2,8	3,1	3,4	3,7	4,1	4,5	5,0	5,4	6,0	6,6	10,6	17,1	27,5
Индия	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	2,0	2,1	2,3	3,2	4,4	6,2
Южная Корея	2,3	2,4	2,6	2,7	2,8	3,0	3,1	3,3	3,4	3,6	3,8	4,8	6,1	7,8
Австралия и Новая Зеландия	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,5	1,5
Тайвань	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	2,3	2,9	3,7
Сингапур	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,7	3,6	4,8
Малайзия	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,4	2,3	3,7
Таиланд	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	1,2	1,9	3,0
Всего	21,8	22,9	23,8	24,9	25,8	27,0	28,1	29,2	30,2	31,6	32,9	41,5	54,0	72,8
Россия														
Всего	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	2,1	2,6	3,4
Южная Атлантика														
Всего	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	2,1	2,7	3,5
Итого	140,9	145,0	148,1	151,2	156,3	159,6	161,8	164,1	165,2	167,7	169,2	182,7	200,3	224,7

Таблица 6. Прогноз поставок гелия из России в АТР до 2030 г., млн м³

Источник поставок / Год	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Месторождения Сибирской платформы	5	9	15	16	18	19	21	34	55	88

Международная логистика поставок гелия построена на транспортировке жидкого гелия в криогенных контейнерах емкостью 11000 галлонов

(соответствует 25000 м^3 газообразного гелия в нормальных условиях), встроенных в базу международного 40 – футового морского контейнера. Допускается транспортировка автомобильным и морским транспортом; в случае использования демпферной платформы – возможна транспортировка по железной дороге. Авиационная доставка используется в исключительных случаях и не влияет на рынок доставки гелия. Бездренажное время хранения жидкого гелия в контейнере для перевозки – 30 суток – для обычных контейнеров; 45-суток – для контейнеров с улучшенной изоляцией. Производитель контейнеров – фирма «Gardner Cryogenics», США. Текущая стоимость контейнера – 600 тыс. дол.

Отдаленность месторождений гелийсодержащего газа Республики Саха (Якутия) – Среднеботуобинского, Чаяндинского, Таас-Юряхского и др. – от основных транспортных коммуникаций указывает на целесообразность строительство газопровода из западной части республики в направлении Ковыктинского месторождения. В Иркутской области может быть создан федеральный центр комплексной переработки газа, хранения и распределения гелия.

При поставках жидкого гелия из месторождений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Восточная Сибирь и Республика Саха) на целевой рынок – Азиатско-Тихоокеанский регион, стоимость транспортировки комбинированными видами транспорта при аренде криогенных контейнеров емкостью 11000 галлонов составит 0,5-0,7 долл./ м^3 . В случае создания собственного парка контейнеров расходы на транспортировку составят 0,3-0,35 долл./ м^3 .

Для хранения гелиевого концентрата с месторождений Иркутской области и Республики Саха ИГНГ СО РАН рекомендуется строительство ПХГ на базе Атовского месторождения, выработка активного объема природного газа которого на местные нужды возможна в короткие сроки. Возможно также, создание искусственного хранилища или системы хранилищ гелия в массиве каменной соли. Хорошие предпосылки для строительства подземных хранилищ имеются в районе Саянска, Ангарска, Иркутска, Усоляя Сибирского, здесь залегают на небольшой глубине мощные пласты каменной соли, а также имеются коллекторы для закачки рассола. В Красноярском крае создание подземного хранилища гелия целесообразно в районе Богучан. При разработке технологии сооружения подземных резервуаров должны быть решены многие научно-технические задачи, в частности, повышение требований к надежности, герметичности и прочности резервуара, что крайне актуально, учитывая, что потери продукта при хранении составляют около 3 % в год, обеспечение требований к чистоте продукта.

Сравнительный анализ вариантов освоения газовых месторождений Восточной Сибири и Республики Саха и создания там крупной гелиевой промышленности, показал, что экономически целесообразна схема комплексной переработки природного газа с выделением наряду с гелием и других ценных продуктов, а также организация химического производства для синтеза этилена.

Во всех сценариях освоения газовых месторождений Восточной Сибири и Республики Саха извлечение только гелия ухудшает экономические характеристики проекта, однако накопленный финансовый поток будет положительным при выделении, переработки и реализации продукции на основе пропан-бутановой и этановой фракций. Одновременно с выделением гелия должны выделяться другие ценные компоненты (этан, пропан, бутан).

Извлечение гелия из природного газа – самостоятельное производство, требующее применения специальных технологий и оборудования, существенно отличающихся от технологий и оборудования, используемых в добыче природного газа и его подготовке к дальнейму транспорту. Соответственно, весь комплекс гелиевых вопросов должен быть сферой деятельности специализированных компаний, профессионально занимающихся этой проблематикой. Это позволит России более оперативно занимать свободные ниши на рынках гелия и, соответственно, более динамично развивать его производство, как это происходит в США и других странах-экспортерах гелия, где его производством занимаются газоперерабатывающие компании, которые эксплуатируют собственные заводы по выделению, очистке и ожижению гелия.

Операторами поставок гелия из Восточной Сибири на рынок АТР могут стать совместные предприятия перерабатывающих компаний и «КРИОРа» – крупнейшего в Европе производителя гелия и ведущего российского производителя технологий в гелиевой промышленности. Возможны также другие варианты организации сбыта. Поставки могут осуществляться через американские и азиатские компании-распределители гелия на рынке АТР, такие как: Air Products and Chemicals Co, Praxair Inc., British Oxygen Company, Aire Liquide Corporate, Linde Technische Gaze, Messer Group и др. Возможен также вариант реализации жидкого гелия в точке производства одному из международных дистрибьюторов, как это принято в мировой практике. В перспективе России целесообразно создание собственной системы дистрибуции жидкого гелия на внутреннем и международном рынках, включая мощности по хранению, очистке, сжижению, транспортировке и распределению.

Развитие гелиевого производства требует создания соответствующего оборудования, развития и покупки технологий, что невозможно без эффективной поддержки со стороны государства.

Для обеспечения долгосрочных экономических интересов РФ, энергетической и технологической безопасности страны при поддержке Правительства Российской Федерации необходимо организовать в Восточной Сибири и Республике Саха систему производства, хранения и поставок гелия на внутренний и международный рынки.

В современной ситуации Правительству РФ целесообразно сформировать комплекс мер по регулированию добычи и использования гелийсодержащего природного газа, включая внешнеэкономические отношения. Государство должно (1) за счет дополнительных средств Стабилизационного фонда сформировать федеральное хранилище гелия и взять на себя обязательства по закупкам гелия по экономически оправданным ценам либо (2) предоставить

финансовые гарантии, соответствующие налоговые преференции и таможенные льготы для компаний, занимающихся производством, переработкой, хранением и реализацией гелия.

© А.Э. Конторович, В.Н. Удут, В.А. Пак, А.В. Довгань, 2006

УДК 621.331.11

А.Э. Конторович, А.Г. Коржубаев, С.А. Моисеев, Г.Г. Шемин, Ю.Г. Еремин

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

В.Т. Изаров

«Красноярскгеофизика», Красноярск

М.М. Мандельбаум

«Иркутскгеофизика», Иркутск

Б.Г. Санеев, Л.А. Платонов

ИСЭМ СО РАН, Новосибирск

А.Ф. Сафронов

ИПНГ СО РАН, Новосибирск

НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА: СЫРЬЕВАЯ БАЗА, ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Основная часть энергетических ресурсов России сосредоточена в азиатской части страны – в Сибири, на Дальнем Востоке, шельфе арктических и дальневосточных морей. В Восточной Сибири (в Иркутской области и в Красноярском крае, включая округа) Республике Саха и на шельфе острова Сахалин созданы основы мощной сырьевой базы для формирования новых центров добычи нефти и газа, открыто большое число нефтяных и газовых месторождений. Крупнейшие из этих месторождений: Юрубчено-Тохомское, Ковыктинское, Чаяндинское, Талаканское, Верхнечонское, Собинское, Среднеботуобинское, Чайво, Лунское, Пильтун-Астохское, Одопту и др. Освоение ресурсов и запасов Восточной Сибири и Дальнего Востока позволит удовлетворить потребности региона и экспортировать значительные объемы нефти, газа и продуктов их переработки в страны Северо-Восточной Азии.

Проблемы развития нефтегазового комплекса в Восточной Сибири и Дальнего Востока. Позиция Правительства

Исследования перспектив расширения и освоения сырьевой базы углеводородов Восточной Сибири и Дальнего Востока проводятся в ИГНГ СО РАН в течение длительного времени [Конторович и др., 1988, 1993, 1994, Конторович, Коржубаев, Лившиц, Сафронов, 1995-2004]. В основу настоящей статьи положены результаты этих исследований, а также опубликованные материалы Правительства России, российских и зарубежных научно-исследовательских организаций и нефтегазовых компаний.

Формирование новых крупных центров нефтяной и газовой промышленности в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке сдерживает ряд негативных факторов, наиболее существенные из которых:

1. Отсутствие программы лицензирования недр, реализация которой обеспечила бы интенсивное проведение геологоразведочных работ и последовательный ввод месторождений в эксплуатацию. Имела место длительная задержка в лицензировании Талаканского, Собинского месторождений, до настоящего времени не выдана лицензия на разработку Чаяндинского месторождения. Без ввода в разработку этих крупнейших месторождений многие другие проекты в регионе становятся нерентабельными.

2. Многолетнее невыполнение рядом недропользователей крупнейших объектов условий лицензионных соглашений. В частности, задерживается освоение Верхнечонского месторождения, до 2001-2002 гг. крайне медленно велись работы на Ковыктинском и Юрубчено-Тохомском месторождениях.

3. Предоставление лицензий на геологическое изучение и добычу полезных ископаемых ряда крупных месторождений (Среднеботуобинское, Таас-Юряхское, до 2000 г. Юрубчено-Тохомское и др.) мелким недропользователям, не имеющим финансовых средств для их освоения в предельно сложных физико-географических и природно-климатических условиях.

4. Отсутствие согласованной политики администраций регионов на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока, попытки проводить независимую политику освоения отдельных месторождений без учета межрегиональных и общероссийских интересов.

5. Отсутствие согласованной программы оптимального размещения трасс нефте- и газопроводов.

6. Рассогласованность нормативно-правовых документов, определяющих режим недропользования, включая соглашения о разделе продукции.

Все эти факторы в совокупности делают крайне неопределенными реальные сроки формирования новых крупных центров добычи нефти и газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, уже отодвинули и продолжают отодвигать сроки начала реализации проектов. Вместе с тем, в последние годы в официальной позиции Правительства РФ имел место ряд изменений, отражающих необходимость ускоренного развития экономики восточных регионов страны, усиления восточного вектора внешней экономической политики.

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, – говорится в документе, – 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.». В документе учтены положения разработанной Сибирским отделением РАН «Концепции развития нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока с учетом реализации перспективных международных проектов». Положения Энергетической стратегии в целом согласуются с принятой Правительством «Стратегией экономического развития Сибири». Эти официальные документы будут выступать важными ориентирами для принятия решений хозяйственными субъектами в топливно-энергетическом комплексе востока России.

Стратегия Правительства 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 в АТР будут месторождения Сибирской платформы – Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия). На базе месторождений шельфа острова Сахалин будет сформирована еще одна крупная система нефтегазообеспечения, преимущественно, экспортной ориентации.

Геологическая изученность территории и акватории Восточной Сибири и Дальнего Востока

В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке открыты три крупнейших нефтегазоносных провинции: Лено-Тунгусская, Хатангско-Виллюйская и Охотоморская.

Хатангско-Виллюйская нефтегазоносная провинция располагается вдоль северной и восточной окраин Сибирской платформы, обрамляя полукольцом Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию. На севере и востоке она граничит со складчатыми системами Таймыра и Верхоянской горной страной, на западе – с Западно-Сибирской нефтегазоносной провинцией. Главными нефтегазоносными резервуарами в этой провинции являются отложения верхнего палеозоя – перми, триаса (290-205 млн. лет) и мезозоя – юры и нижнего мела (205-65 млн. лет).

Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция, занимает центральную и южную части Сибирской платформы. Территория провинции разделена на 13 нефтегазоносных областей. Главными нефтегазоносными резервуарами в этой провинции являются отложения рифея (1100 - 650 млн. лет), венда (650 - 570 млн. лет) и кембрия (570 - 540 млн. лет). По возрасту главных нефтегазоносных комплексов Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция не имеет аналогов в мире. На ее территории выявлены самые древние по возрасту нефтегазоносных пород месторождения нефти и газа в мире.

Охотоморская нефтегазоносная провинция. Провинция включает в себя девять нефтегазоносных областей, располагающихся на о-ве Сахалин, морской и шельфовой зоне Охотоморского сектора Тихого океана. Значительная часть субрегиональных углеводородных систем находится в стадии формирования, в качестве наиболее перспективных рассматриваются субрегиональные и зональные системы, связанные с зонами надвигов (серпентиновые тела), турбидитовые объекты, аккреационные призмы кайнозоя, зоны мелкой складчатости (Дерюгинский прогиб), палеодельтовые комплексные ареалы опесчанивания глинистых толщ, турбогенные породы фундамента и тафрогенный комплекс. Главными нефтегазоносными резервуарами являются отложения кайнозоя. Основной нефтегазопроизводящей толщей являются глины миоцена, а коллектором песчаники неогена. Промышленные скопления углеводородов выявлены в пределах Северного Сахалина, в том числе его

шельфа, и Западной Камчатки. Наибольшими ресурсами и разведанными запасами в провинции обладает Северо-Сахалинская нефтегазоносная область.

Сырьевая база углеводородов

Согласно оценки, выполненной ИГНГ СО РАН, на территории и акватории Восточной Сибири и Дальнего Востока начальные извлекаемые ресурсы углеводородов равны 85-90 млрд. т условных углеводородов, в том числе нефти 20-22 млрд. т, попутного газа – 1,5-2 трлн. м³, свободного газа – 58-61 трлн. м³, конденсата – 3-5 млрд. т [Конторович, Коржубаев и др., 1998- 2004].

Разведанные запасы нефти (категории A+B+C₁, приблизительно соответствует категории proved в международной классификации) по состоянию на 1.01.2003 г. составили в Восточной Сибири 386,8 млн. т, на Дальнем Востоке – 459,5 млн. т, в том числе на шельфе Охотского моря – 204,6 млн. т; предварительно оцененные запасы нефти (категории C₂, приблизительно соответствует категории probable в международной классификации) составляют в этих регионах 605,1 млн. т и 303,1 млн. т (в том числе на шельфе 193 млн. т), соответственно.

Нефти рассматриваемых регионов отличаются высоким качеством, превосходящим по основным параметрам российский экспортный стандарт Urals. В основном это легкие и низкосернистые сорта. Большая часть запасов нефти Восточной Сибири и Дальнего Востока (86,1% и 68,2%, соответственно) имеет плотность менее 0,87 г/см³, при этом почти 50% запасов, сосредоточенных в Восточной Сибири и около 78% на Дальнем Востоке, имеют содержание серы менее 0,5%.

Разведанные запасы свободного газа (включая газ газовых шапок) по состоянию на 01.01.2003 г. составили в Восточной Сибири 2361,6 млрд. м³, на Дальнем Востоке – 2167,1 млрд. м³, в том числе на шельфе Охотского моря – 863,3 млрд. м³, предварительно оцененные запасы, соответственно, равны 1701,2 млрд. м³ и 1423,1 млрд. м³, в том числе на шельфе Охотского моря – 326,1 млрд. м³. Запасы газа Восточно-Сибирского и Дальневосточного регионов сконцентрированы в основном в Красноярском крае, Республике Саха, Иркутской и Сахалинской (включая шельф) областях.

Для завершения разведки и подготовки к промышленной разработке открытых к настоящему времени нефтяных и газовых месторождений требуются инвестиции в объеме около 2,5 млрд. долл. Инвестиции должны формироваться в основном за счет собственных средств компаний, а также финансовых ресурсов, привлеченных на условиях проектного финансирования.

В последние годы в процессе доразведки уже открытых месторождений (Ковыктинское, Юрубчено-Тохомское, Лунское, Пильтун-Астохское и др.) происходит значительное увеличение запасов. Согласно опубликованным данным, в результате доразведки запасы газа на Ковыктинском месторождении превысили 2 трлн. м³ [ОАО «Компания «РУСИА Петролеум», 2003]. По оценке ИГНГ СО РАН суммарные запасы газа на Ковыктинском месторождении и прилегающих к нему лицензионных участках составляют не менее 3 трлн. м³, извлекаемые запасы нефти Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления

(Юрубчено-Тохомское и Курумбинское месторождения) равны около 1 млрд. т, газа – 1,7-2 трлн. м³, запасы газа Чаяндинского месторождения составляют не менее 1,3 трлн. м³ [Трофимук и др., 1997].

Вместе с тем, к настоящему времени в целом на территории и акватории Восточной Сибири и Дальнего Востока проведены сравнительно небольшие объемы геологоразведочных работ и процесс выявления углеводородных месторождений находится в начальной стадии, что обуславливает низкую долю запасов высокодостоверных категорий в структуре начальных суммарных ресурсов. Степень разведанности начальных ресурсов нефти составляет 4,4%, газа – 7,6%.

В случае резкого расширения в регионе геологических и геофизических работ в пределах Непско-Ботуобинской, Байкитской, Катангской, Ангаро-Ленской областей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции ожидается открытие новых месторождений со значительными объемами нефти, конденсата свободного и попутного газа. На Дальнем Востоке поиска и разведку целесообразно продолжить на высокоперспективных шельфах Охотского моря, где сосредоточено около 85% прогнозируемых ресурсов скоплений углеводородов. Наиболее крупные месторождения могут быть открыты на шельфе Северного Сахалина, а также Магаданском, Камчатском и Хабаровском шельфах Охотского моря.

Современное состояние и прогноз добычи нефти и газа

В настоящее время промышленная добыча нефти в Восточной Сибири на Дальнем Востоке ведется только на Сахалине, включая шельф, (4,3 млн. т в 2004 г.) и Республике Саха (около 0,4 млн. т в год). Небольшие объемы нефти (менее 0,1 млн. т в год) добываются в Эвенкийском автономном округе Красноярского края и Иркутской области (Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления, Ярактинское, Дулиминское, Даниловское месторождение и др.).

Добыча небольших промышленных объемов газа (менее 2 млрд. м³ в год) ведется в центральных и западных районах Республики Саха (Якутия) и на о-ве Сахалин. Это позволило создать там локальные системы энергообеспечения, а также поставлять часть сырья в соседние регионы страны. В Якутии осуществляется газоснабжение г. Якутска, г. Мирного, проведена газификация центральных районов республики. На базе месторождений о-ва Сахалин осуществляется снабжение природным газом северных районов Сахалинской области и Комсомольского промышленного узла в Хабаровском крае.

В Таймырском автономном округе (север Красноярского края) ведется добыча газа (3,6-4,1 млрд м³ в год) полностью расходуемого на местные нужды, включая поставки на предприятия «Норильской горно-металлургической компании» («Норильский никель»). Это полностью замкнутая, территориально обособленная система, поставки нефти и газа в АТР в ближайшие десятилетия из этого района вряд ли возможны, поэтому в приведенных ниже таблицах данные по Таймырскому автономному округу не включены.

Самые крупные по объемам добычи, переработки, уровню капитализации компании, действующие в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке – «Сургутнефтегаз», «Роснефть», «ТНК–ВР», «Сибнефть» (через контроль над «Славнефтью»). Дочерняя компания НК «ЮКОС» – «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания» ведет работы на Юрубчено-Тохомском месторождении в Эвенкийском автономном округе Красноярского края. Крупнейший в мире газовый концерн ОАО «Газпром» имеет лицензионные участки в Красноярском крае и Иркутской области, участвует в ряде проектов на шельфе Сахалина. С июля 2002 г. «Газпром» является официальным координатором программы добычи и транспортировки газа Восточной Сибири и Дальнего Востока. После поглощения компании «Роснефть» концерн станет непосредственным участником проекта «Сахалин-1». Рассматривается возможность вхождения «Газпрома» в проект «Сахалин-2».

Укрупнение структуры собственности и создание стратегических альянсов («Газпром», «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «ТНК–ВР», «Сахалин Энерджи» и др.) российских компаний, в том числе с участием иностранного капитала, повышает возможность привлечения крупных инвестиций в проекты освоения месторождений в новых регионах, а также позволяет более эффективно влиять на глобальную конъюнктуру.

По прогнозу ИГНГ СО РАН 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, Курумбинского месторождений, будут организованы поставки конденсата с Ковыктинского месторождения. На шельфе острова Сахалин будет завершен 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 геологоразведочных работ, 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 острова Сахалин будет сформирована новая крупная система нефтеобеспечения преимущественно экспортной ориентации. 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 – 81 и 100%, соответственно.

Согласно расчетам, выполненным в ИГНГ СО РАН, даже на основе только разведанных и предварительно оцененных запасов Иркутской области, Республики Саха и Красноярского края, при условии создания соответствующей транспортной инфраструктуры, с учетом внутреннего и внешнего платежеспособного спроса суммарная годовая добыча газа в регионе

может быть доведена к 2010 г. – до 30 млрд. м³. Начнется промышленная эксплуатация Ковыктинского месторождения, возрастет добыча на Средневилюйском и Среднеботуобинском месторождениях, будут организованы поставки попутного газа с Юрубчено-Тохомского месторождения. Добыча газа на шельфе острова Сахалин возрастет к 2010 г. до 20 млрд. м³. К 2020 г. добыча газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке может быть увеличена до 140 млрд. м³, а к 2030 г. до 150 млрд. м³.

В «Энергетической стратегии России до 2020 г.» предусматривается, что при интенсивном проведении геологоразведочных работ ежегодная добыча нефти в Восточной Сибири и Республике Саха может быть доведена к 2010 г. до 10 млн. т, к 2020 г. – до 80 млн т. Согласно стратегии предполагается доведение добычи нефти на шельфе о-ва Сахалин в 2009-2013 гг. до 22-26 млн. т в год. Ежегодная добыча газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке может увеличиться до 50 млрд. м³ к 2010 г. и до 110 млрд. м³ к 2020 г.

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. Это означает необходимость создания в Восточной Сибири мощностей по переработке газа, с выделением этана, пропан-бутановой фракции, конденсата, развития существующих («Ангарская нефтехимическая компания», «Саянскхимпласт», «Усолъехимпром» и др.), и формирования новых предприятий нефте- и газохимической промышленности.

В свободных газах месторождений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Эвенкийский автономный округ, Иркутская область, Республика Саха) содержатся в высоких концентрациях гелий (0,20-0,60%). Начальные геологические ресурсы гелия здесь равны 55–70 млрд. м³, что превосходит современные ресурсы и запасы гелия в США – крупнейшем производителе и экспортере гелия. 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.

Для обеспечения долгосрочного устойчивого развития нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Республики Саха необходимо к 2015 г. выявить и разведать новые месторождения с извлекаемыми запасами нефти 1,1–1,3 млрд. т. В силу специфики ресурсной базы Восточной Сибири и Республики Саха одновременно неизбежно будет разведано не менее 1 трлн. м³ газа. Решение этих задач потребует дополнительных инвестиций в геологоразведку не менее 12 млрд. долл. Общие инвестиции в геологоразведку должны составить в ближайшие 20 лет не менее 14,5 млрд. долл.

Освоение энергетического, прежде всего, нефтегазового, потенциала Восточной Сибири и Дальнего Востока обеспечит долгосрочное устойчивое развитие экономики и энергетики этого макрорегиона России, повысит территориальную сбалансированность производства и потребления энергетических ресурсов, позволит России занять достойное место среди

поставщиков нефти, газа и продуктов их переработки на рынке АТР и Тихоокеанского побережья Северной Америки.

*© А.Э. Конторович, А.Г. Коржубаев, С.А. Моисеев,
Г.Г. Шемин, Ю.Г. Еремин, В.Т. Изаров, М.М. Мандельбаум,
Б.Г. Санеев, Л.А. Платонов, А.Ф. Сафронов, 2006*

НЕФТЯНАЯ РЕНТА: УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ, КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ, РОССИЙСКИЕ ОСОБЕННОСТИ

Рента представляет собой дополнительный доход сверх цены производства, т.е. издержек и нормативной (средней по экономике прибыли на авансированный капитал) прибыли. В нефтегазовом секторе существование ренты связано с ограничениями (природными, экономическими, организационными) на вовлечение ресурсов и запасов углеводородов в хозяйственный оборот. Особенностью нефтяной промышленности России является то, что часть доходов, формально оцениваемых как рента и распределяемых между государством и компаниями, реально представляет собой недофинансирование ряда направлений, необходимых для обеспечения ее устойчивого развития в перспективе, прежде всего, геологоразведки и транспорта. Государство должно обеспечить модернизацию и устойчивую, социально-ориентированную работу отрасли, что возможно через проведение эффективной лицензионной и налоговой политики.

Сущность ренты. Рекомендации для России

Количественно рента представляет собой дополнительный доход сверх цены производства, т.е. издержек и нормативной (средней по экономике прибыли на авансированный капитал) прибыли. Рента в нефтегазовом секторе связана с ограничениями (природными, экономическими, организационными) на вовлечение ресурсов и запасов углеводородов в хозяйственный оборот, что приводит к (1) превышению цены по сравнению с экономически оправданным уровнем (по доходности на авансированный капитал), (2) расширению разработки месторождений с худшими условиями добычи, удаленных на значительные расстояния, с худшими качественными характеристиками добываемого сырья, (3) формированию технологических систем, основанных на альтернативных источниках энергии, (4) развитию энергосберегающих технологий.

Особенностью нефтяной промышленности России является то, что часть доходов, формально оцениваемых как рента и распределяемых между государством и компаниями, реально представляет собой недофинансирование ряда направлений, необходимых для обеспечения ее устойчивого развития в перспективе. Эти доходы основаны на использовании результатов инвестиций 1970–1980-х гг., когда были разведаны запасы и создана инфраструктура – основа быстрого роста отрасли в 2000–2004 гг. Кроме того, в ряде компаний рост добычи в значительной мере происходил за счет широкого применения методов интенсификации нефтеотдачи при замедлении темпов бурения и выводе части скважин из эксплуатационного фонда. Наряду с транспортными ограничениями и усилением налоговой нагрузки, такая производственная

политика способствовала замедлению роста добычи нефти в 2005-2006 гг., а в перспективе может привести к резкому сокращению производства.

Если сейчас не сформировать нового задела – обвал производства в нефтяной промышленности, начиная уже с 2011–2012 гг., неизбежен. С учетом состояния сырьевой базы и прогноза накопленной добычи нефти для предотвращения кризиса недопроизводства необходимо до 2020 г. обеспечить прирост запасов нефти не менее 11,5 млрд т, газа – 18,3 трлн м³. Исходя из территориального распределения ресурсов углеводородов, состава и эффективности геологоразведочных работ (ГРР), объем ассигнований на воспроизводство минерально-сырьевой базы углеводородов должен составить не менее 47 млрд долл.

В этих условиях государство должно обеспечить модернизацию и устойчивую, социально-ориентированную работу отрасли, что возможно через проведение эффективной лицензионной и налоговой политики. Целесообразно часть средств, получаемых государством, от сверхвысоких мировых цен на нефть должна поступать в специальный фонд и тратиться целевым назначением на: (1) геологоразведочные работы, (2) поддержание и расширение нефтетранспортной инфраструктуры, (3) поддержания экспорта при низких мировых ценах на нефть. Необходимо дифференцировать уровень налогообложения в зависимости от: (1) стадии разработки, (2) географо-климатических условий, (3) размеров месторождений, (4) состояния конкретных скважин. Все это повысит стабильность работы нефтяной промышленности, оптимизирует хозяйственные решения при реализации высоко капиталоемких проектов.

Принципы формирования и распределения ренты

В общем смысле рента – это доход не связанный с деятельностью, не требующий специальных усилий для его получения. Исходя из определения ресурсной ренты она вычисляется как разница между выручкой и затратами с учетом нормальной прибыльности бизнеса.

Поскольку норма прибыли по секторам экономики в значительной мере дифференцирована и зависит от большого количества разнонаправленных факторов, превышение гипотетического среднего уровня (т.е. любой дополнительный доход сверх нормативной прибыли) можно интерпретировать как ренту, при этом лишь часть ее будет обусловлена естественными природными факторами.

Рента в добывающих отраслях обусловлена ограниченностью и невозпроизводимостью природных ресурсов, являющихся товарной продукцией. Функционирование отраслей с более низкой (например, некоторых отраслей ЖКХ, машиностроения, сельского хозяйства и др.), чем средняя норма прибыли обусловлено либо состоянием текущей конъюнктуры, либо их особой государственной и общественной значимостью (социальной, оборонной и др.).

В основном правила, регулирующие процесс распределения экономической ренты, устанавливаются таким образом, чтобы: обеспечивать выполнение социально-экономических обязательств государства; создавать условия диверсификации источников доходной части государственного

бюджета; компенсировать нефтегазовым компаниям риск, связанный с реализацией проектов, имеющих повышенную степень неопределенности.

Виды ренты

Монопольная рента представляет собой дополнительный доход, получаемый на месторождениях с замыкающими (наиболее высокими в отрасли) затратами, и, соответственно, имеет место на всех без исключения месторождениях. Существование этого вида ренты обусловлено ограниченностью доступных для хозяйственного освоения ресурсов, включая ограничения в результате действия организационно-экономических и внеэкономических факторов.

Дифференциальная рента – это дополнительный доход, связанный с различным характером объектов разработки, получаемый на месторождениях с лучшими относительно замыкающих горно-геологическими условиями добычи, территориально приближенными к центрам сбыта, с высокими потребительскими свойствами добываемого сырья.

Таким образом, при естественном исчерпании запасов либо ограничении доступа к их вовлечению в хозяйственный оборот (освоению) монопольная рента должна присутствовать на всех объектах разработки и в значительной мере определяться ценой нефти, а дифференциальная рента – только на месторождениях с относительно лучшими характеристиками разработки, поставки и качества добываемых продуктов, и определяться издержками добычи, транспортировки и переработки.

Запасы и ресурсы, определяемые в рамках существующих классификационных систем, дифференцируются в основном по двум критериям: (1) достоверность информации об их наличии в недрах; (2) степень вовлеченности либо возможность вовлечения в хозяйственный оборот, определяемая технологическими и экономическими условиями. Запасы каждого месторождения, нефтегазоносной области либо нефтегазоносной провинции исчерпаемы на протяжении ограниченного периода антропоферного производства. По мере исчерпания запасов месторождений происходит снижение уровней, а в конечном итоге прекращение добычи. Для поддержания либо увеличения добычи в территориально ограниченном регионе необходимо воспроизводство запасов. Под воспроизводством запасов исчерпаемых природных ресурсов подразумевается получение достоверной информации о наличии в недрах их определенного количества, добыча которого технологически возможна и коммерчески целесообразна в существующих экономических условиях.

Количество месторождений в каждом нефтегазоносном регионе ограничено, и по мере повышения его геологической изученности вероятность новых открытий уменьшается, воспроизводство запасов не компенсирует добычу, что в конечном итоге ведет к сокращению добычи. Подобные процессы наблюдаются в нефтегазоносных бассейнах Северной Америки (Грин Ривер, Пермский, Скалистых гор и др.), Европы (Парижский, Рейнский, Трансильванский, Паннонский, Предальпийский, Северо-Кавказский, Волго-Уральский и др.), Азиатско-Тихоокеанского региона (Сунлиао, Сычуань,

Северо-Яванский, Южно-Суматринский и др.). Однако на глобальном уровне истощения пока не происходят – на протяжении всей истории нефтяной промышленности наряду с ростом добычи имело место увеличение запасов.

В период 1960-2006 гг. объем запасов в мире увеличился более чем в 4 раза, тогда как добыча возросла менее чем в 3,5 раза, обеспеченность текущей добычи запасами увеличилась с 32,7 до более чем 40 лет. Наиболее быстро рост запасов нефти происходил в 1980-е гг., когда после резкого повышения цен на нее, имел место ряд крупных открытий в традиционных нефтедобывающих центрах (на Ближнем Востоке, в Латинской Америке) и в новых нефтяных регионах (Северном море и др.). В традиционных крупных центрах нефтяной промышленности действовали ограничения на освоение новых месторождений нефти, то есть на вовлечение их хозяйственный оборот. Это обусловило рост цен, что сделало возможным увеличение добычи нефти именно за счет новых нефтегазоносных районов, освоение которых стало коммерчески эффективным. С вводом новой группы месторождений с более высокими издержками произошла трансформация части монополярной ренты в дифференциальную.

Поскольку основная часть нефти поставляется по международным контрактам, в современных условиях не существует объективных природных факторов для формирования монополярной ренты. Более того, период 1970-2003 гг. доля межрегиональных поставок нефти в объеме мировой добычи возросла с 53,8 до 62,7%¹. Таким образом, только искусственные ограничения доступа к освоению части запасов обуславливают наличие сверхдохода на худших месторождениях.

В этих условиях во второй половине XX века в периоды ослабления организационных ограничений на добычу и поставки нефти (увеличение и нарушение квот странами ОПЕК, снятие эмбарго на поставки расширение транспортных мощностей за счет ввода новых нефтепроводов и развития портов и др.) монополярная рента отсутствовала либо была отрицательной.

Удельное значение монополярной ренты (r_m) определено как превышение цены реализации нефти (p_i) конкретного сорта (i) на международном рынке над ценой производства на месторождениях с замыкающими затратами (pv_l), т. е. как дополнительный доход (убыток) относительно средней по экономике прибыли:

$$r_m = p_i - pv_l,$$

цена производства рассчитана как сумма полных издержек (c_l) и средней прибыли на авансированный капитал (m_n):

$$pv_l = c_l + m_n,$$

полные издержки рассчитаны как сумма издержек производства (c_{pl}) и обращения (c_{il}):

$$c_l = c_{pl} + c_{il}.$$

¹ В расчетах в качестве международных приняты поставки между следующими странами и региональными группами: США, Канада, Мексика, Южная и Центральная Америка, Европа, Ближний Восток, СНГ, Северная Африка, Центральная Африка, Южная Африка, Китай, Япония, Австралия, АТР (исключая Китай, Японию и Австралию). Реально доля поставок нефти и нефтепродуктов, пересекающих государственные границы, составляет более 75 % в общем объеме мировых продаж (2006 г.).

Методологически можно предложить два основных подхода относительно того, какую цену использовать при расчете монопольной ренты: (1) цену замыкающего сорта нефти либо (2) цену маркерного сорта нефти. Поскольку основная часть нефти поставляется по международным контрактам, а объем поставок нефти на мировой рынок с месторождений с замыкающими затратами может быть незначителен, в настоящем исследовании в качестве «базовой» используется цена маркерного сорта Brent (p_{mark}), поскольку это позволяет проводить расчеты монопольной и дифференциальной ренты для различных сортов нефти на основе единой мировой цены:

$$r_m = p_{mark} - (c_{pl} + c_{il} + m_n),$$

соответственно, объем монопольной ренты для конкретного сорта нефти (R_{mi}) рассчитывается умножением объема поставок (q_i) на значение удельной монопольной ренты на замыкающих месторождениях:

$$R_{mi} = q_i \times (p_{mark} - (c_{pl} + c_{il} + m_n)).$$

При расчете монопольной ренты в нефтяной промышленности средняя норма прибыли на авансированный капитал была принята на уровне 12 %, в качестве замыкающей группы месторождений – Венесуэла (1965-1973 гг.), Канада (1974-1979 гг.), Британский сектор Северного моря (1980-1984 гг.), Австралия (1985-2002 гг.). Монопольная рента одинакова на всех месторождениях, поскольку рассчитывается именно по группе месторождений с наиболее высокими издержками. Поскольку в период низких цен на нефть норма прибыли на месторождениях с замыкающими затратами ниже средней по экономике, монопольная рента может быть отрицательной.

Монопольная рента, рассчитанная по цене реализации маркерного сорта и цене производства на месторождениях с замыкающими затратами (наиболее высоким в отрасли), одинакова для всех месторождений. Соответственно, монопольная рента рассчитана на основе мировой цены как дополнительный доход сверх нормативной прибыли на месторождениях Австралии, т.е. разница между ценой реализации маркерного сорта Brent и суммой полных издержек (добычи и транспортировки) и средней прибыли для австралийского сорта Gippsland. В начале 2006 г. удельное значение монопольной ренты составило 43,36 долл. на барр. или почти в десять раз больше, чем в 2002 г. Значительный рост показателя монопольной ренты отражает резкое повышение международных цен на нефть. Доля ренты в цене находилась в этот период диапазоне от 65,3 до 92,1%.

Условия производства в значительной мере определяются природными факторами, поэтому для добывающей промышленности характерен неравномерный рост издержек. Кривая предложения в нефтяной промышленности имеет ступенчатый характер, отражающий ввод новых групп месторождений с более высокими издержками добычи. Ввиду неравномерного распределения природных ресурсов с ростом добычи происходит переход в новые районы, что приводит к увеличению затрат, требует использования новых технологий, формирования дополнительной транспортной инфраструктуры. Дифференциальная рента (r_d), может отражать различия в горно-геологических условиях и технологиях разработки, транспортных издержках и качестве

добываемой нефти. Исходя из этого, для добывающих отраслей можно выделить три основных вида дифференциальной ренты: горную ренту (r_{dp}), ренту положения (r_{dg}), ренту качества (r_{dq}).

$$r_d = r_{dp} + r_{dg} + r_{dq}.$$

Горная рента – это дополнительный доход, получаемый на месторождениях с издержками добычи меньшими, чем на замыкающих месторождениях, за счет лучших горно-геологических условий разработки. В представленной таблице горная рента рассчитана как разница издержек добычи на месторождениях с наибольшими полными затратами (т.е. наибольшими издержками производства и обращения, для нефтяной промышленности – затратами на добычу и транспортировку нефти).

Поскольку более высокой денежной оценки основных фондов абсолютные значения нормативной прибыли (m_n) на авансированный капитал на замыкающих месторождениях, как правило, выше, чем на средних или лучших, то разница в нормативной прибыли также имеет рентную природу и методологически относится к дифференциальной ренте.

Соответственно, удельная горная рента рассчитывается:

$$r_{dpi} = (c_{pl} + m_{npl}) - (c_{pi} + m_{npi}),$$

объем горной ренты для конкретного сорта (R_{dpi}): $R_{dpi} = q_i \times ((c_{pl} + m_{npl}) - (c_{pi} + m_{npi}))$.

Крупнейшие транснациональные и многонациональные нефтяные компании (ExxonMobil, ChevronTexaco, Royal Dutch / Shell, British Petroleum и др.) многие десятилетия работают в различных регионах мира и, часто, первыми внедряют наиболее совершенные технологии добычи, транспортировки и переработки, что позволяет снизить издержки и повысить экономический эффект от реализации конечной продукции. Это позволяет выделить особый вид горной ренты. Технологическая рента – это дополнительный доход, получаемый на месторождениях с издержками добычи меньшими, чем на замыкающих месторождениях, за счет пионерного применения экономически более эффективных технологий. В ряде случаев экономический эффект от внедрения некоторых технологических решений может быть сведен лишь к максимизации дисконтированного финансового потока инвестора, в ущерб интересам долгосрочного развития добывающего региона. Это отчасти может относиться к методам интенсификации добычи (гидроразрыв пласта и др.), когда чрезмерное увеличение текущих отборов на начальной стадии разработки может привести к ее последующему резкому падению. В этом случае в течение начального периода эксплуатации компания-оператор получает сверхдоход в виде технологической ренты, при этом дальнейшая разработка месторождения может стать экономически нецелесообразной.

Рента положения – это дополнительный доход, получаемый, на месторождениях с транспортными издержками меньшими, чем на замыкающих месторождениях, за счет близости к рынкам сбыта. В настоящей статье удельная рента положения (r_{dt}) для конкретных товарных позиций рассчитана как разница издержек транспортировки и нормативной прибыли на капитал,

авансированный в системы транспорта, относительно месторождений с наибольшими полными расходами (т.е. затратами на добычу и транспортировку):

$$r_{dii} = (c_{il} + m_{ntl}) - (c_{ti} + m_{nti}),$$

суммарный объем ренты положения для конкретного сорта (R_{dii}) рассчитывается путем умножения объема поставок на значение удельной ренты:

$$R_{dii} = q_i \times ((c_{il} + m_{ntl}) - (c_{ti} + m_{nti})).$$

Поскольку транспортные расходы для ряда крупных районов добычи (Россия, Ближний Восток) выше, чем на замыкающей группе месторождений (в последние годы – Австралия), рента положения на них отрицательна. В цене североморской и американской нефти имеет место рента положения, поскольку в этих районах добычи хорошо развита транспортная и перерабатывающая инфраструктура при непосредственной близости к основным потребителям.

Существуют несколько основных региональных рынков сырой нефти и нефтепродуктов, различие цен на которых может колебаться в диапазоне до 33 долл. в расчете на 1 баррель, что объясняется их различной удаленностью от центров добычи и потребления, объемами продаж и качеством сырья.

В условиях значительной удаленности основных нефтедобывающих регионов России от международных рынков сбыта рента положения для сорта Urals всегда отрицательна. Для 2002 г. она составляла минус 1,34 долл./барр. ((1,9 – 3,1) – разница в издержках плюс $(1,5 \times 12\% - 2,48 \times 15\%)$ – разница в нормативной прибыли), а для 2006 г. – минус 1,45 долл./барр.

Рента качества – это дополнительный доход, получаемый на месторождениях с лучшими качественными характеристиками добываемой нефти и, соответственно, реализуемой по более высокой цене.

Количественно рента качества (r_{dqi}) может определяться как (1) превышение (дисконт) цены определенного сорта нефти (p_i) к цене наиболее дешевого сорта нефти (p_{min}), представленного на рынке, либо как (2) разница с ценой маркерного сорта (p_{mark}):

$$(1) \quad r_{dqi} = p_i - p_{min},$$

$$(2) \quad r_{dqi} = p_i - p_{mark},$$

суммарный объем ренты качества для конкретного сорта (R_{dqi}) рассчитывается путем умножения объема поставок на значение удельной ренты:

$$R_{dqi} = q_i \times r_{dqi}.$$

Основные характеристики, влияющие на цену нефти – плотность и содержание серы. В цене легких и низкосернистых сортов нефти – Tapis, Saharan, Es Sider, Bonny, Brent, Minas и др. – содержится рента качества, поскольку при переработке этих видов нефти более высока доля светлых фракций (бензина, авиа керосина и др.), наиболее дорогих и пользующихся спросом на потребительском рынке. Поскольку, например, на начало 2002 г. или 2006 г. североморский сорт Brent был самым дорогим, поэтому рента качества по всем остальным товарным позициям была отрицательной, в отличие от других лет.

В период низких цен корреляция между ценой нефти и содержанием в ней серы, как правило, выше, тогда как при аномально высоких ценах эта связь менее значима. Коэффициент детерминации (R^2) между удельным содержанием серы и ценой нефти по основным экспортным позициям в отдельные периоды времени, когда цены были наиболее низки, составлял от 0,68 до 0,75.

В условиях высоких цен на нефть корреляционная зависимость цен и содержания серы уменьшается. Это объясняется тем, что в условиях дефицита нефти качественная структура дополнительного предложения не совпадает со структурой предъявляемого спроса. Кроме того, в условиях высоких цен на нефть возникает ажиотажный спрос на нее, что приводит к росту спекулятивных операций. Развитие систем трубопроводного транспорта (разные сорта часто смешиваются в нефтепроводах, их качественные характеристики усредняются) и совершенствование технологий нефтепереработки ведет к сглаживанию в долгосрочной перспективе ценовых различий между основными сортами нефти.

Основные механизмы перераспределения ренты – налогообложение и манипулирование компаниями уровнем затрат. Налоговое бремя в нефтяной промышленности варьируется по странам мира в основном в диапазоне от 15 до 65% в цене продаж, что позволяет изымать значительную часть доходов рентного характера, обеспечивая коммерческую эффективность инвестиций.

Особенности ренты в нефтяной промышленности России

Нефтяная промышленность России характеризуется рядом особенностей, учет которых необходим при оценке и распределении ренты, регулировании работы отрасли:

- Около 80% нефти добывается в северных регионах с суровыми природно-климатическими условиями, в перспективе с учетом распределения сырьевой базы эта доля будет увеличиваться;

- В отрасли не происходит воспроизводства минерально-сырьевой базы, поддержание увеличения добычи ведется за счет открытых ранее запасов;

- Качество сырьевой базы продолжает ухудшаться, растет объем и доля трудноизвлекаемых запасов, на значительной части месторождений плохие коллекторы, низкие дебиты;

- Высокая доля неработающих скважин в эксплуатационном фонде;

- Основные фонды нефтяного комплекса имеют высокую степень износа, амортизировано более чем 50% оборудования в нефтедобыче, 80% – в нефтепереработке;

- Более 50% магистральных нефтепроводов эксплуатируются свыше 25 лет при нормативе 30 лет, износ основных фондов нефтепродуктопроводов и резервуарных мощностей превышает 70%;

- От устойчивости развития нефтяной промышленности зависит социально-экономическая обстановка в, преимущественно, моноотраслевых нефтедобывающих регионах.

Современная нефтяная промышленность России развивается в значительной мере за счет того задела, который был создан в 1970-1980-е гг. Тогда были разведаны запасы и инфраструктура – основа быстрого роста отрасли в 2000-2004 гг. Начиная с 2005 г. произошло резкое замедление темпов роста добычи нефти в стране. Если сейчас не сформировать нового задела – обвал производства в нефтяной промышленности уже с 2013-2015 гг. неизбежен. В этих условиях часть доходов нефтяной отрасли России, формально оцениваемых как рента и распределяемых между государством и компаниями, реально представляет собой недофинансирование ряда направлений, необходимых для ее нормальной работы в перспективе.

В 2005 г. году в условиях значительного роста как мировых так и внутренних цен на нефть и нефтепродукты рентная составляющая в выручке нефтяной отрасли составила 70% или около 140 млрд долл. С позиции коммерческой эффективности наиболее доходным сегментом бизнеса является экспорт сырья, за которым следует экспорт нефтепродуктов, который даже с учетом высоких пошлин и гипертрофированной структуры (в основном это мазут и дизельное топливо) несколько превышает по рентабельности продажи нефтепродуктов на внутреннем рынке. Наименее выгодны – продажи сырья на внутреннем рынке, что объясняется отсутствием внутреннего рынка сырой нефти в условиях соответствующего структурирования отрасли, когда почти все НПЗ входят в состав вертикально-интегрированных нефтяных компаний и получают сырье по трансфертным ценам.

В государственный бюджет поступило более 91 млрд долл. рентных доходов или 46% от объема конечных продаж нефтяной промышленности, включая экспорт. Чистая прибыль нефтяных компаний достигла почти 70 млрд. долл. или около 35% от консолидированной выручки, что в несколько раз превышает рентабельность продаж крупнейших зарубежных нефтяных компаний.

В распоряжении компаний осталось около 48 млрд долл. ренты, что составляет 24% их выручки. Кроме того, компании получили почти 22 млрд долл. нормативной прибыли (11% от выручки). Объем свободных средств нефтяных компаний составил около 60 млрд долл., инвестиции в основной и оборотный капитал (методологически все расходы на ГРП в нефтяной промышленности до начала промышленной эксплуатации месторождения относятся к инвестиционным вложениям) – 13,7 млрд долл. В целом по отрасли на геологоразведочные работы было направлено более 50 млрд руб. (1,75 млрд долл.), в том числе из федерального бюджета – 4,47 млрд руб. (0,16 млрд долл.). Доля расходов на ГРП в объеме конечных продаж снизилась по сравнению с 2003 г. более чем на 7 п.п. до 0,9%. Т. е. в условиях роста цен и доходов не произошло соответствующего увеличения расходов на геологоразведочные работы.

С учетом перечисленных выше особенностей формирования и работы современной нефтяной промышленности России необходимо обеспечить распределение части доходов рентного характера, получаемых как государством, так и компаниями на: (1) проведение геологоразведочных работ для расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы; (2) модернизацию

производственной и транспортной инфраструктуры нефтяной промышленности; (3) обеспечение устойчивого социально-экономического развития российских регионов.

Методологически это возможно путем закрепления определенных нормативов от количественно известных и технически контролируемых величин. Следует законодательно установить для ВИНК уровень расходов на ГРП не менее 6% от суммарной выручки по группе, а не по добывающему подразделению. В 2003 г. это составило бы более 4,8 млрд долл., в 2005 г. – 11,8 млрд долл.

Если оценить инвестиции в основной и оборотный капитал из фактических показателей наиболее устойчиво работающих компаний (где финансовые результаты в значительной мере взаимосвязаны с фундаментальными производственными индикаторами) и социально-ответственных компаний (ОАО «Сургутнефтегаз»), то они должны были составить в 2005 г. не менее 19,8 млрд долл. С учетом модернизации и реальной оценки стоимости основных фондов по количественным аналогиям с крупнейшими зарубежными компаниями в расчете на единицу добычи УУВ суммарная амортизация в нефтяной промышленности составила бы около 5,8 млрд долл. Кроме того, введение инвестиционного тарифа для модернизации и развития систем трубопроводного транспорта и наливных терминалов увеличило бы транспортные расходы не менее чем на 30%, которые с учетом фрахта должны были бы составить 21,5 млрд долл. Дополнительные расходы компаний на поддержание и развитие социальной инфраструктуры, принятые на уровне 5% от консолидированной выручки, составили бы 9,9 млрд. В результате такого изменения финансовых потоков, необходимого для устойчивого развития нефтяной отрасли, уровень расчетной ренты должен был составить 107,7 млрд долл. или свыше 54% от суммарной выручки, расчетная чистая прибыль – более 39 млрд долл. или около 20% от выручки. Свободные средства компаний составили бы 33,6 млрд долл., что достаточно как для существенного расширения и модернизации производства, выплаты дивидендов, реализации дополнительных инфраструктурных и социальных проектов.

В этих условиях государство должно обеспечить модернизацию и устойчивую, социально-ориентированную работу отрасли, что возможно через проведение эффективной лицензионной и налоговой политики. Необходимо проведение научной и общественной экспертизы деятельности нефтяных компаний. В случае, если финансирование по приоритетным направлениям (ГРП, социальная сфера, модернизация производства.), зафиксированное на определенном уровне от консолидированной выручки, компаниями не проводится, то эти средства должны изыматься в бюджет и расходоваться целевым назначением. Часть средств, получаемых государством, от сверхвысоких мировых цен на нефть должна поступать в специальный отраслевой фонд и тратиться целевым назначением на: (1) геологоразведочные работы, (2) поддержание и расширение нефтетранспортной инфраструктуры, (3) поддержания экспорта при низких мировых ценах на нефть. Это повысит стабильность работы нефтяной промышленности, оптимизирует хозяйственные решения при реализации высоко капиталоемких проектов.

Еще одна серьезная проблема, влияющая на устойчивость работы нефтяной промышленности – неучет в налоговой системе особенностей различных объектов разработки. В результате не дифференцированного налогообложения распределение ренты крайне неравномерно, что с одной стороны стимулирует отбор лучших запасов, а с другой – сокращение издержек. Необходимо дифференцировать уровень налогообложения в зависимости от: (1) стадии разработки, (2) географо-климатических условий, (3) размеров месторождений, (4) состояния конкретных скважин. Преодоление ошибок (злоупотреблений) при определении режимов налогообложения возможно за счет проведения системного мониторинга и аудита.

© А.Г. Коржубаев, И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, 2006

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС РОССИИ

1. Производство и потребление энергетических ресурсов в мире в XX – начале XXI века

В XIX в. основным источником энергии в мировом топливно-энергетическом балансе (ТЭБ) стал уголь, вытеснивший дрова. Доля угля в мировом ТЭБ к концу XIX в. превысила 76%, доля древесины составляла около 18%.

В XX в. в мире произошло 15-кратное увеличение уровня потребления коммерческих энергетических ресурсов. Доля нефти в мировом ТЭБ возросла с 3,6 до 39,7%, газа – с 1,1 до 23,4%, доля атомной энергии, коммерческое использование которой началось лишь во второй половине 1960-х гг., составляла к концу столетия более 7,6%.

При росте численности населения Земли в этот период в 3,8 раза – с 1,7 млрд чел. до 6,3 млрд чел. – потребление энергии на душу населения возросло почти в 4 раза, превысив 2 т у.т./чел. в год.

В первой половине XX в. при увеличении абсолютного потребления всех основных видов энергетических ресурсов (до 2,86 млрд т у.т. в 1950 г.) в структуре мирового топливно-энергетического баланса имело место значительное снижение доли твердого топлива (угля, древесины и торфа) – с 96% в 1900 г. до 57,1% в 1950 г., прежде всего за счет более быстрого роста использования нефти и газа. В 1900–1950 гг. доля нефти в совокупном энергопотреблении увеличилась с 2,9 до 24,1%, газа – с 0,6 до 9,1%.

Происходило широкомасштабное внедрение двигателей внутреннего сгорания на транспорте, увеличение использования нефтепродуктов в промышленности и в энергетике.

В 1950–1960-е гг. в мире имело место резкое увеличение спроса на энергоносители, прежде всего, нефть и газ. Это было обусловлено восстановлением экономики европейских стран, Советского Союза, Японии, быстрым развитием энергетики, нефтепереработки и нефтехимии, транспорта, ростом численности населения.

Значительное увеличение цен на нефть и другие энергетические ресурсы в 70-е гг. XX в. привело к замедлению с начала 1980-х гг. темпов роста спроса на энергию. Со второй половине 1990-х гг. в результате частичного преодоления кризисных явлений в странах с развитой и переходной экономикой и быстрого экономического роста в АТР (прежде всего, в Китае) в мире вновь произошло резкое ускорение роста энергопотребления.

В целом за последние три десятилетия XX в. прирост годового уровня глобального потребления первичной энергии увеличился в 1,7 раза или более чем на 5 млрд т у.т.

В первые годы XXI в. (2001-2005 гг.) годовой уровень глобального потребления энергии увеличился более чем на 2 млрд т у.т., прежде всего, за счет увеличения потребления нефти и угля в Китае и США.

Суммарное потребление энергетических ресурсов в мире в 1970–2005 гг. превысило объем их использования за весь предшествующий период развития человеческой цивилизации. В период 1971–2005 гг. потребление энергетических ресурсов в мире составило 376 млрд т у.т., тогда как с 1901 по 1970 г. только 174 млрд т у.т., а начиная с конца палеолита (15 тыс. лет до н. э.) до начала XX в. глобальное энергопотребление составило 56,5 млрд т у.т. В этот же период сформировались устойчивые закономерности энергообеспечения, в значительной мере определяющие современное экономическое развитие.

В структуре топливно-энергетического баланса во второй половине XX в. также произошли изменения. Опережающий рост использования углеводородов продолжился вплоть до 1970-х гг., когда вследствие нефтяных кризисов, выразившихся в перебоях с поставками на международный рынок и значительном росте цен на сырую нефть, развитые страны пошли на резкое увеличение угольной составляющей в энергетике и форсированное строительство атомных станций.

Произошло увеличение глубины переработки нефти и, соответственно, выхода более дорогих продуктов – прежде всего, бензина и дизельного топлива. Одновременно сократились производство и использование тяжелых фракций в виде топлива на электростанциях и котельных. Начиная с конца 1970-х гг., в большинстве развитых стран мазут был вытеснен из структуры котельно-печного топлива (КПТ) ТЭС углем, газом и атомной энергией. Это привело к снижению спроса на нефть и падению цен. В отдельных странах эти процессы развивались по-разному, что обусловлено различиями в обеспеченности природными энергетическими ресурсами, географическим положением и государственной политикой в энергетическом секторе. Однако общей закономерностью является снижение доли нефти при производстве электроэнергии.

К концу первого десятилетия XXI в. в условиях аномально высоких цен на нефть в развитых странах подобные процессы прогнозируются и в сегменте моторного топлива.

В глобальном ТЭБ в 1990-е гг. доля нефти стабилизировалась, а в начале 2000-х гг. несколько возросла, что связано в основном с быстрым экономическим ростом и моторизацией в Китае и Индии, повышением спроса на нефтепродукты в США.

В этот же период в ряде передовых стран наблюдалось увеличение коммерческого производства и потребления энергии биомассы, солнечной, ветровой и геотермальной энергии до более чем 100 млрд т у.т. Вместе с тем, доля этих источников в мировом ТЭБ остается незначительной (около 0,7%).

В 2000 – 2004 гг. в результате удвоения (почти до 2 млрд т год) добычи угля в Китае, а также быстрого роста его использования в других странах АТР и в Северной Америке доля угля в мировом потреблении первичной энергии возросла, превысив 27%.

2. Связь энергопотребления и уровня экономического развития

Важнейшим показателем, который интегрально отражает уровень и качество жизни в конкретной стране, является ВВП на душу населения. Как показала практика конца 60-х – начала 70-х годов XX века, сильная корреляционная зависимость существует между валовым внутренним продуктом и потреблением энергии. Коэффициент детерминации душевого ВВП, рассчитанного на основе валютных курсов, и энергопотребления для 77 стран в 1968 г. превысил 0,83.

На наличие этой взаимосвязи одним из первых обратил внимание Д. Мидоуз.

В 1980-1990-е гг. в мировой экономике и энергетике имели место серьезные изменения за счет развития новых энергосберегающих технологий, применения решений по рационализации энергопотребления, трансформации отраслевой структуры и, как следствие, снижению энергоемкости единицы ВВП. Имела место дифференциация стран по моделям экономического развития, что отражает изменения в международном разделении труда. При распределении стран на группы по энергоемкости ВВП отмечается высокая корреляция между ВВП и энергопотреблением внутри каждой из групп.

В большинстве развитых стран в условиях повышения эффективности использования энергии темп роста энергонасыщенности экономики и коммунально-бытовой сферы продолжал опережать показатель энергосбережения. Продолжился и рост душевых объемов энергопотребления.

В условиях перестройки структуры экономики и ТЭБ произошло замедление роста спроса на углеводороды, что привело к снижению темпов производства ископаемого топлива и отставанию развития энергодобывающих отраслей по сравнению с общеэкономическим ростом.

Развитые страны (США, Германия, Япония и др.) в основном перешли на модель развития экономики, характеризующуюся более эффективным энергопотреблением). Была проведена перестройка структуры экономики, включая вынос энергоемких производств за рубеж, осуществлено массовое внедрение энергосберегающих технологических и организационно-экономических решений. Одновременно в ряде энергоэкспортирующих развивающихся и среднеразвитых стран (Венесуэла, Иран, ЮАР и др.), со сравнительно низким технологическим уровнем экономики и гипертрофированной долей добывающего сектора при росте энергопотребления не происходило адекватного повышения удельного ВВП. Экономический рост в этих странах был подвержен значительным внешним воздействиям, отражающим состояние конъюнктуры на мировых рынках. Энергоемкость ВВП возрастала здесь в результате роста цен факторов производства при ухудшении качества сырьевой базы и снижении энергоемкости продукции в большинстве стран-импортеров.

В ряде среднеразвитых стран Европы и АТР (Греция, Португалия, Южная Корея), а также в развивающихся странах Азии, Африки и Латинской Америки, не обладающих значительными энергетическими ресурсами (Пакистан, Парагвай, Камерун и др.), рост энергоемкости ВВП произошел за счет индустриализации, в том числе в результате выноса сюда энергоемких производств из развитых стран.

В России рост энергоемкости ВВП в значительной мере был обусловлен резким сокращением производства в 1990-е гг. при повышении роли энергоемких и энергопроизводящих производств и высокой доле энергопотребления в непроизводственной сфере.

3. Региональные особенности энергообеспечения

К началу 90-х годов XX века по потреблению энергии в мире четко обособилось четыре крупных региона: Северная Америка, Европа, Азиатско-Тихоокеанский регион и СССР. Объем использования первичных энергоресурсов составлял в 1990 г. в Северной Америке более 3,2 млрд т у.т., в АТР – 2,56 млрд т у.т., в Европе – около 2,5 млрд т у.т., в СНГ – почти 2,0 млрд т у.т. В совокупности эти четыре региона потребляли свыше 90% всей производимой в мире энергии. В 1990-е гг. во всех регионах, кроме СНГ, продолжался рост энергопотребления. На фоне экономического кризиса роль стран СНГ в мировом потреблении энергии уменьшилась с 17,5% в 1990 г. до 10,3% в 2000 г.

В настоящее время основными региональными центрами энергопотребления выступают Северная Америка, Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР) и Европа, в которых используется около 80% всей мировой коммерческой энергии. Это обусловлено, прежде всего, уровнем экономического развития и значительной численностью населения в этих регионах.

Резкая региональная дифференциация энергопотребления является характерной чертой современного мира, отражающей полярность, неравномерность его развития. Сложившаяся региональная структура использования первичной энергии отражает долгосрочные процессы, имевшие место в мировом хозяйстве под воздействием экономических, технологических, геополитических, демографических, ресурсных, экологических и природно-климатических факторов.

Уровень и структура энергопотребления региональных групп определяется показателями крупнейших экономически развитых стран. Этим обусловлена и высокая поляризация мировой системы энергообеспечения – в 20 странах – крупнейших потребителях используется 78,4% всей первичной энергии, причем потребление первой пятерки стран превышает 50% общемирового показателя.

В 1990-е гг. на фоне падения энергопотребления в России и Восточной Европе, стагнации либо умеренного роста этого показателя в крупнейших европейских странах происходило быстрое повышение уровня использования энергии в странах АТР, Южной Америки, Ближнего Востока. Из крупнейших стран наиболее быстро потребление энергетических ресурсов росло в Южной Корее (более чем в 2 раза за двенадцать лет), в Индонезии (на 92,8%), в Индии (на 68,1%), в Иране (66%), в Бразилии (на 49,5%), в Китае (45,5%).

В большинстве развитых стран прирост энергопотребления находился в диапазоне 16–25% за период, что соответствует годовому росту 1,25–1,88%. Происходило дальнейшее повышение энерговооруженности экономики и бытовой сферы (личного потребления). В то же время в крупнейшей и одной из наиболее развитых стран Западной Европы – Германии – потребление

энергоресурсов стабилизировалось и даже несколько снизилось (на 28,6 млн т у.т. или 5,8%). Это является результатом структурной перестройки (включая закрытие ряда энергоемких производств) и изменения технологического уровня экономики в восточных землях этой страны.

В условиях экономического кризиса 1990-х гг. потребление энергетических ресурсов в России с учетом стабилизации и умеренного роста в 2000–2005 гг. сократилось по сравнению с уровнем 1990 г. более чем 25%, на Украине – на 51%.

Основные факторы, влияющие на изменение спроса на энергию: (1) динамика численности населения, (2) изменение уровня и структуры ВВП, (3) изменение технологического уровня экономики. Наиболее быстро душевое потребление энергии возрастало в странах АТР – в 1965–2002 гг. этот показатель увеличился почти в 3 раза.

4. Прогноз энергопотребления в мире

Согласно прогнозу Администрации энергетической информации США (US EIA), глобальное потребление первичных энергетических ресурсов составит в 2010 г. более 16 млрд т у.т., в 2020 г. – почти 20 млрд т у.т., в 2025 г. – около 22 млрд т у.т. Среднегодовой темп прироста энергопотребления в мире составит за весь период 1,9%.

Наиболее быстро использование энергии будет расти в развивающихся странах АТР – в среднем на 3% в год, в том числе в Китае – на 3,5% в год, в Индии – на 3,2% в год. Потребление первичной энергии в странах бывшего СССР, согласно прогнозу, будет возрастать в среднем на 1,8% в год.

В глобальной структуре потребления энергии к 2025 г. предполагается увеличение доли газа до 28,4% при значительном сокращении доли ядерной энергии до 4,5%, что отражает политику развитых стран по повышению безопасности и экологической надежности энергетических систем. Роль других энергоносителей в первичном ТЭБ принципиально не изменится.

Среднегодовой прирост потребления газа в мире составит в рассматриваемый период 2,8%, биомассы, ветровой, солнечной и геотермальной энергии – 1,9%, нефти – 1,8%, угля – 1,6%, ядерной энергии – 0,3%. Наиболее быстро использование газа будет расти в развивающихся странах АТР (в среднем на 4,5% в год) и в Центральной и Южной Америке – на 5,3 % в год.

Замедление использования ядерной энергии в мире будет происходить за счет его сокращения в Европе (–1,1% в год) и стабилизации в Северной Америке (0,3% в год). В СНГ, согласно прогнозу, будет происходить опережающий рост использования газа (в среднем 2,8% в год) и нефти (2,1% в год) при снижении потребления угля (–0,8% в год) и атомной энергии (–0,7% в год), что не соответствует параметрам Энергетической стратегии России, согласно которой в стране наиболее быстро должна развиваться именно ядерная и угольная энергетика.

В РАН было выполнено обобщение различных оценок энергопотребления в мире на XXI век, основанных на различных методологических подходах, сформировав прогноз до 2100 г. Согласно прогнозу, к 2100 г. произойдет почти

двукратное увеличение уровня использования энергии до отметки около 22 млрд т у.т.

В ближайшие десятилетия (до 2030 г.) потребление энергоресурсов в мире возрастет до 16,7 млрд т у.т. в год. При этом потребление нефти вырастет до 7,1 млрд т у.т. в 2020 г., а в следующие десять лет снизится до 6,9 млрд т у.т. Потребление газа возрастет до 4,0 млрд т у.т. в 2030 г., потребление угля – до 4,0 млрд т у.т. Баланс энергопотребления по энергоносителям в ближайшие 30 лет принципиальных изменений не претерпит.

В рамках прогноза в первые десятилетия XXI века роль нефти в мировом топливно-энергетическом балансе будет оставаться определяющей. Прогнозируемый рост потребления газа не приведет к существенному изменению структуры ТЭБ, как это случилось в XX веке. В структуре энергопотребления во второй половине XXI века по мере истощения относительно дешевых ресурсов снизится доля углеводородных энергоносителей и вновь возрастет роль угля, но на базе новых технологических и экологически чистых решений. Потребление угля в конце XXI столетия достигнет 6,5 млрд т у.т., что составит около 30% всей используемой первичной энергии.

Начиная с 2040-х гг., будет наблюдаться устойчивое возрастание объемов выработки и использования атомной энергии, энергии биомассы, солнечной, ветровой, геотермальной и других видов неисчерпаемой и возобновляемой энергии. Нельзя исключать, что реально роль атомной энергии и энергии термоядерного синтеза окажется выше. Уровень использования и доля гидроэнергии в мировом ТЭБ может возрасть за счет использования потенциала крупных равнинных рек Южной Америки, Азиатско-Тихоокеанского региона, Африки, Сибири, а также в результате расширения строительства ГЭС и совершенствования технологических систем на горных и малых реках во всех регионах мира. При этом роль гидроэнергии будет оставаться незначительной, увеличившись в структуре энергопотребления с 2,7% в 2000 г. до 4% в 2100 г.

В целом представленный прогноз достаточно осторожный и отражает представления конца 1980-х – начала 1990-х гг. – периода самой низкой в XX веке динамики энергопотребления – о процессах, происходящих и ожидаемых в мировой системе энергообеспечения. Фактически, начиная со второй половины 1990-х гг., в мире вновь произошло ускорение роста спроса на энергию и энергоносители, прежде всего, на ископаемое топливо. Это обусловлено быстрым экономическим ростом, ускорением моторизации и электрификации экономики и населения в АТР, прежде всего, в Китае и Индии, развитием технологических систем транспортировки и использования газа.

Анализ современных тенденций в изменении уровня и структуры энергопотребления на глобальном, региональном, национальном и локальном уровнях, энергетических программ различных стран, крупных инвестиционных проектов, состояния НИОКР, указывает на неизбежность в первые десятилетия XXI века следующих процессов:

- Дальнейший рост абсолютного и удельного уровня энергопотребления;

- Изменение доли различных источников энергии в мировом топливно-энергетическом балансе;
- Изменение доли различных стран и региональных групп в глобальном энергопотреблении.

В долгосрочной перспективе после 2040–2050 гг. ожидается замедление темпов роста энергопотребления, что будет обусловлено технологическими, коммерческими, демографическими и ресурсными факторами. Начиная со второй половины XXI века, в мировой энергетике должно произойти существенное повышение роли угля, а также возобновляемых существующих и новых источников энергии. Не исключено, что альтернативой традиционным источникам станет использование энергии термоядерного синтеза.

5. Энергетическая Стратегия России

Предприятия ТЭК России обеспечивают более 25% объема производства промышленной продукции, свыше трети всех налоговых платежей в бюджетную систему, более половины поступлений страны от экспорта. Капитальные вложения в отрасли ТЭК за счет всех источников финансирования составляют около трети общего объема инвестиций. Объем продукции в расчете на одного работника (величина типа производительности труда) в ТЭК более чем в 2 раза превышает средний показатель по промышленности (несмотря на то, что отрасли ТЭК в основном относятся к первичному сектору экономики).

Крупнейшая составляющая ТЭК – нефтегазовый комплекс. Доля НГК в налоговых поступлениях в государственный бюджет от ТЭК составляет более 90%, в инвестициях в основной капитал – превышает 75%, в поступлениях от экспорта – 96%. Нефть и газ составляют более 70% в структуре первичного топливно-энергетического баланса.

Согласно утвержденной Правительством РФ «Энергетической стратегии России до 2020 г.» (Распоряжение № 1234-р от 28.08.2003 г.), в долгосрочной перспективе доля углеводородов в структуре ТЭБ сохранится на современном уровне, при росте абсолютных значений использования нефти и газа.

Роль газа за счет энергосбережения и частичной замены его углем в электроэнергетике снизится с 50% в настоящее время до 48% в 2010 г. и 45–46% в 2020 г., а доля нефти в результате дальнейшей моторизации экономики и населения – возрастет до 22–23%. Во всех сценариях общая структура энергопотребления принципиально не изменится. Это связано с высокой инерционностью и капиталоемкостью технологических систем в сфере энергообеспечения, с территориальным распределением и состоянием сырьевой базы энергоисточников, с позицией федеральных и региональных органов государственного управления и крупнейших частных компаний.

Динамика добычи основных видов топлива обусловлена потребностями экономики и перспективами экспорта, стоимостью прироста их разведанных запасов, ценами реализации каждого вида топлива на внутренних и внешних рынках, зависимостями цен их производства от масштабов развития основных топливных баз.

Определены следующие количественные ориентиры энергообеспечения национального хозяйства и развития отраслей ТЭК: (1) увеличение производства первичных энергоресурсов до 1700–1820 млн т у.т. в 2010 г. и до 1810–2040 млн т у.т. в 2020 г.; (2) рост выработки электроэнергии до 1015–1070 млрд кВт·ч. в 2010 г. и до 1215–1365 млрд кВт·ч в 2020 г.; (3) увеличение добычи нефти до 445–490 млн т в 2010 г. и до 450–520 млн т в 2020 г.; (4) рост производства моторных топлив до 101–111 млн т в 2010 г. и до 115–135 млн т в 2020 г.; (5) увеличение добычи газа до 635–665 млрд м³ в 2010 г. и до 680–730 млрд м³ в 2020 г.; (6) рост добычи угля до 310–335 млн т в 2010 г. и до 375–445 млн т в 2020 г.; (7) увеличение отпуска тепла до 1570–1625 млн Гкал в 2010 г. и до 1720–1820 млн Гкал в 2020 г.

Ряд количественных ориентиров, намеченных в «Стратегии...» на средне- и долгосрочную перспективу, были превышены уже в первые 2-3 года, темп роста других показателей существенно отстает от утвержденных планов. В частности, в результате чрезвычайно благоприятной конъюнктуры мировых цен в 2000–2005 гг., прирост годовой добычи нефти за этот период составил около 170 млн т, или более 55%, тогда как воспроизводство минерально-сырьевой базы продолжает оставаться на уровне, не компенсирующем текущую добычу. Значительно отстают от намеченных ориентиров объемы добычи угля. Не решены многие организационные вопросы развития энергопроизводящих отраслей. Необходимо отметить следующие серьезные угрозы развитию ТЭК России:

- Недостаточная инвестиционная активность, особенно в геологоразведке, газовой, угольной промышленности и электроэнергетике;
- Слабая инновационная активность нефтегазовых, угольных и энергетических компаний;
- Низкий технологический уровень предприятий нефтегазового и угольного машиностроения;
- Большие потери энергоносителей и энергии при добыче, подготовке, транспорте и переработке нефти, газа и угля;
- Длительное отставание воспроизводства минерально-сырьевой базы от уровней добычи нефти и газа;
- Низкая глубина переработки нефти и качество производимых на российских НПЗ нефтепродуктов;
- Недостатки в законодательной и нормативной базе, в частности, отсутствие документов, которые реально стимулировали бы воспроизводство запасов, добычу, глубокую переработку нефти и качество нефтепродуктов, переработку газа и развитие нефте-, газо- и углехимической промышленности;
- Отсутствие государственной программы совершенствования нефте-, газо- и углепереработки, увеличения ее глубины, повышения качества нефтепродуктов, развития нефте-, газо- и углехимической промышленности;
- Неэффективная работа жилищно-коммунального хозяйства, особенно в области экономичного газо- и теплоснабжения, недостаточная активность в

области современных технологий децентрализованного (автономного) энергообеспечения;

– Недостаточный для решения перспективных задач ТЭК уровень образования и специальной подготовки кадров.

Для решения стоящих перед энергетическим и нефтегазовым комплексом страны проблем необходимо резко повысить эффективность государственного регулирования, выполнить научное обоснование параметров функционирования ТЭК и его отраслей. Исходя из российских и международных тенденций в сфере энергообеспечения эффективное развитие нефтяной и газовой промышленности – важнейшее условие надежного снабжения энергетическими ресурсами экономики и населения страны, реализации коммерческих и геополитических интересов России в мире.

Важнейшее условие устойчивой работы нефтегазового комплекса России – обеспечение расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы. Современное состояние минерально-сырьевой базы углеводородного сырья характеризуется снижением текущих разведанных запасов нефти и газа и низкими темпами их воспроизводства.

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, что в средне- и долгосрочной перспективе, особенно в условиях быстрого роста добычи нефти, может нанести ущерб энергетической и экономической безопасности страны.

Продолжает ухудшаться структура разведанных запасов нефти. 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 80-е гг. XX в. объем трудно извлекаемых запасов возрос в 1,5 раза, а активных запасов, обеспечивающих порядка 70% текущей добычи, практически не изменился. В 1990-е гг. произошло резкое сокращение объема активных запасов – на 27%, в то время как объем трудно извлекаемых запасов остался на прежнем уровне. Из текущих запасов нефти 38,4% приурочены к низкопроницаемым коллекторам, 19,6% находятся в подгазовых зонах нефтегазовых залежей, 13,6% относятся к тяжелым и 10,4% – к высоковязким нефтям. Объем трудно извлекаемых запасов составляет более половины разведанных запасов страны.

Выполненный в ИГНГ СО РАН анализ показывает, что на имеющемся фонде открытых месторождений обеспечивать предусмотренные «Энергетической стратегией» уровни добычи нефти можно только до 2011–2012 гг. После этого необходимо вводить в разработку новые, еще не открытые месторождения. Выявление и разведка месторождений – долгосрочный процесс с высокими рисками, требующий значительных инвестиций. В период до 2020 г. на территории и акватории России необходимо выявить и разведать месторождения с запасами нефти свыше 11,5 млрд т и газа – свыше – 18 трлн м³.

Подготовка запасов одной тонны нефти в целом по стране будет стоить 2,8 долл., 1 тыс. м³ газа – 0,93 долл. Общие ассигнования в ГРР должны составить свыше 47 млрд долл. 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).

© А.Г. Коржубаев, 2006

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ОБЪЕДИНЕННОГО КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ

Введение

В связи с Распоряжением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2004 г. № 1737-р «О проектировании и строительстве трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» и распоряжением Губернатора Красноярского края №120-р от 27 января 2005г., вопрос создания нефтегазового комплекса (НГК) Красноярского края, Таймырского (Долгано-Ненецкого) и Эвенкийского автономных округов переходит в сферу практических действий.

К настоящему времени на территории Красноярского края, несмотря на крайне низкую геологическую изученность, открыто 30 месторождений углеводородов. Тем не менее, существующих запасов углеводородов недостаточно для обеспечения необходимых экспортных поставок. Недостающие запасы планируется подготовить за счет реализации в течение ближайших 7-10 лет программы геологоразведочных работ и программы лицензирования недр. Эти программы в конечном итоге должны оптимизировать финансовые и технологические ресурсы недропользователей и федерального бюджета, обеспечить развитие сети нефтепроводов для подключения их к трубопроводной системе «Восточная Сибирь – Тихий океан»

1. Состояние минерально-сырьевой базы УВ и недропользования

Главной особенностью структуры запасов является резкое преобладание запасов газа и сложных по геологическому строению нефтегазовых залежей. Соотношение запасов газа к запасам нефти составляет примерно 2:1, то есть 65% запасов – газ и лишь 35% – нефть и конденсат [6].

Полученные данные по структуре запасов, подготовленных в пределах месторождений показывают, что большая часть запасов газа локализована на месторождениях Юрубчено-Тохомской зоны (ЮТЗ) (Юрубчено-Тохомское и Курумбинское) в древних карбонатных толщах рифея, в которых преобладают трещинные коллекторы и лишь на Собинском месторождении древние коллекторы представлены терригенными породами венда с трещинно-поровыми коллекторами. Вторым крупным районом сосредоточения наиболее подготовленных запасов газа и нефти наряду с месторождениями Танамского газодобывающего района являются месторождения Большехетской группы (Сузунское, Лодочное, Тагульское, Ванкорское). На все перечисленные месторождения, кроме Лодочного, выданы совмещенные лицензии на пользование недрами.

В нераспределенном фонде находится лишь 5% извлекаемых запасов нефти, 7% газа и 4,3% конденсата промышленных категорий C_1 и C_2 .

Характерными особенностями нераспределенного фонда недр региона являются: значительное преобладание участков с ресурсами категории D_1 , в меньшей степени локализованных ресурсов категории $D_{1л}$ и небольшое количество объектов с ресурсами категории C_3 . Извлекаемые запасы категорий $C_1 + C_2$ нераспределенного фонда недр невелики: нефти – 43,2 млн. т, газа – 237 млрд. м³, конденсата – 3,6 млн. т. При этом 100% этих запасов нефти и 30% запасов газа сосредоточены в Лодочном месторождении, остальные распределены по восьми газовым месторождениям Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа и в настоящее время не представляют экономического интереса.

Если рассматривать сводный баланс ресурсов нефти, газа и конденсата по каждому из трех регионов в отдельности, то очевидной становится крайне низкая изученность ресурсной базы углеводородов, характерная для всех территорий.

Средняя разведанность ресурсов в целом по Красноярскому краю, исчисляемая как отношение запасов $(ABC_1 + C_2)/(C_3 + D_1)$ составляет: нефть – 9,1%, газ – 4,7% [3, 6].

Для обеспечения заданных уровней добычи углеводородов необходима подготовка локализованных ресурсов нефти в пределах Юрубчено-Тохомского НГР, а газа – в пределах Нижнеангарского НГР. При этом крайне важной задачей является повышение достоверности подготовки ресурсов газа. Решение ее потребует применения современных технологий сейсморазведки, в том числе технологии 3С.

В освоении и подготовке запасов нефти и газа распределенного фонда недр в регионе участвует 10 различных по финансовым и техническим возможностям компаний недропользователей. При этом 72% запасов нефти и 79% запасов газа находится на балансе двух компаний: ОАО «Востсибнефтегаз» и ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз». Остальная часть запасов распределена, главным образом, между двумя недропользователями: ЗАО «Ванкорнефть» и ОАО «Красноярскгазпром».

Следует признать, что в настоящее время эффективность управления фондом недр не в полной мере соответствует задачам создания ТЭК объединенного Красноярского края.

2. Перспективы развития топливно-энергетического комплекса

Перспективы развития ТЭК Красноярского края неоднократно рассматривались в крупных работах ИГН и Г СО РАН, СНИИГГиМС и территориальных органов МПР России, Администрации края, которые до сих пор являются основополагающими документами формирования концепции ТЭК. К ним прежде всего относятся работы, выполненные под руководством академиков А.А. Трофимука, А.Э. Конторовича, В.С. Суркова (1989, 1995, 1999, 2004 гг.). Сформированы и начинают действовать «Основные положения государственной программы комплексного изучения и освоения запасов и ресурсов нефти и газа Восточной Сибири, Дальнего Востока и республики Саха (Якутия) на 2004-2020 гг.» (2004 г.). Инициатором данной программы

выступило МПР России, сформировав рабочую группу из специалистов профильных производственных организаций, учреждений и институтов (СНИИГГиМС, ВНИГНИ, ВНИГРИ, ВНИИ «Океангеология», ИГНГ СО РАН, Правительство Республики Саха (Якутия), ДГК по Сибирскому ФО, УПР и ООС по Сибирскому ФО, ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО НК «Роснефть», РАО «Газпром», ОАО «НК» ЮКОС», ОАО «ТНК-БП», ОАО «Саханефтегаз»).

На основании официальных данных компаний с учетом сложившихся реалий в экономике и недропользовании на территории приведены возможные объемы добычи нефти и газа в потенциальных добывающих районах. Сценарии развития добычи включают базовые месторождения с утвержденными запасами категорий $C_1 + C_2$, а также перспективными ресурсами C_3 , если таковые учтены в Государственном балансе.

Приводимые ниже данные показывают, что при надлежащей реализации программы формирования НГК имеются весьма благоприятные предпосылки для надежного и эффективного обеспечения нефтью и газом не только внутренних потребителей края и соседних республик Тува и Хакасия, но и других районов Восточной Сибири и увеличения экспортного энергетического потенциала региона.

В то же время реальное развитие процессов будет определяться успешностью реализации проекта по созданию трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Находка», ценами на нефть, газ и продукты их переработки.

Учитывая состояние подготовленности запасов к разработке или опытно-промышленной эксплуатации первыми крупными центрами нефтяной промышленности должны стать Юрубчено-Тохомский и Большехетский НГР.

Освоение Юрубчено-Тохомского НГР предлагается в несколько этапов. В начальный период эксплуатации залежи с 2008 по 2011 годы уровень добычи нефти будет составлять 2,3-2,4 млн. тонн в год, что определяется пропускной способностью ж/д ветки от с. Кучеткан и окончанием строительства первой очереди нефтепровода.

Второй этап эксплуатации юрубченской залежи - начинается с 2012 года и связан с окончанием строительства второго участка ветки нефтепровода и его соединением с транссибирским магистральным нефтепроводом.

За 25 лет на базовых месторождениях: Куюмбинском и Юрубчено-Тохомском будет отобрано 90,6 и 69,0% запасов промышленных категорий. Такие темпы отбора требуют наращивания запасов категории C_1 и C_2 из перспективных локализованных ресурсов категории C_3 .

Предполагая, что добыча нефти на основе запасов категории C_1 , может начаться через 3 года, и подтвердятся полученные модельным путем прогнозы относительно динамики извлечения нефти, можно ожидать, что максимальная добыча на базе уже подготовленных по категории $C_1 + C_2$ запасов может составить к 2010 г. около 3,0 млн. т нефти в год.

К 2015 г. на базе запасов категорий C_1 и C_2 добыча может достичь 19,6 млн. т /год за счет перевода ресурсов категории C_3 на новых перспективных площадях Терско-Камовского участка.

Максимальный отбор нефти 26-27 млн. т ожидается в 2020 г.

В соответствии со спецификой состава флюидов и Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений добыча нефти без газа невозможна в силу высокой насыщенности нефти растворенным в ней газом.

Для организации добычи газа на соседнем Оморинском газоконденсатном (ГК) месторождении и утилизации попутного газа и планируемых ограниченных объемов добычи свободного газа ЮТМ требуется строительство газопровода с пропускной способностью не менее 6-8 млрд. м³ год. При этом основной объем свободного газа будет добываться на Оморинском ГК месторождении [4].

Для стабильного обеспечения южных районов Красноярского края газом в ближайшей перспективе необходимы альтернативные источники. В качестве таковых в настоящей программе предлагаются Собинско-Тэтэринский и Нижнеангарский перспективные районы. Перспективы последнего на газ оцениваются очень высоко [1, 5].

Собинско-Тэтэринский перспективный нефтегазодобывающий район расположен на востоке Эвенкийского АО. В районе базовыми месторождениями для организации добычи нефти и газа могут быть Собинское и Пайгинское месторождения. Добыча может быть организована в относительно небольших объемах. Годовая добыча нефти к 2015 г. может достигнуть 530 тыс. т в год, суммарная добыча нефти к 2025 г. на базе запасов категорий C₁+C₂ ожидается в количестве 5,9 млн. т. Это составит 49,2% от числящихся на Государственном балансе запасов нефти категории C₁ + C₂.

Для начала промышленной добычи газа необходимо строительство газопровода. Ориентировочный срок завершения строительства его 2015 г. Возможные объемы добычи газа и конденсата могут достичь 5,6 – 5,9 млрд.м³/год.

Нижнеангарский перспективный газодобывающий район преимущественно на ресурсах C₃ к 2008 г. может иметь 400-500 млрд. м³ газа по категории C₁+C₂, что позволит начать добычу газа в 2010 г. К 2015 г. добыча может быть доведена до 6,9 млрд. м³. За счет продолжения геологоразведочных работ и дополнительной подготовки запасов газа этот уровень добычи газа в районе может быть удержан и далее. Составы нижнеангарского и собинского газа могут быть близки, что позволяет перерабатывать их в одном месте и строить при необходимости единое хранилище гелия. Естественно, необходимо проектировать для поставки нижнеангарского и собинско-тэтэринского газа единую систему трубопроводного транспорта.

Планируемые уровни добычи газа на Агалеевском газовом месторождении и Берямбинском перспективном участке оцениваются к 2015 – 2020 годам в количестве 6,0-9,2 млрд. м³/год [6].

Большехетский перспективный нефтегазодобывающий район находится на территории собственно Красноярского края и на юго-западе Таймырского (Долгано-Ненецкого) АО. В его пределах открыто четыре месторождения (Ванкорское, Лодочное, Тагульское, Сузунское). Газовые, газонефтяные и нефтяные залежи на этих месторождениях приурочены к меловым отложениям.

Предполагается, что первым в разработку будет введено самое крупное Ванкорское месторождение, а затем последовательно, с интервалом в три года Лодочное, Тагульское и Сузунское.

Максимальный уровень добычи нефти на Ванкорском месторождении прогнозируется по данным ЗАО «Ванкорнефть» на уровне 14 млн. т/год начиная с 2013 г. Он должен удерживаться до 2018 г. После ввода Лодочного, Тагульского и Сузунского месторождений максимальный уровень добычи может составить 25 млн. т/год. Добыча нефти на месторождениях Большехетской зоны на базе разведанных запасов категории C_1+C_2 , может достичь к 2015 г. до 17,0 млн. т нефти в год. Согласно выполненным расчетам этот уровень в 2020 гг. за счет ввода в разработку новых неоткрытых в настоящее время месторождений может быть увеличен до 30-32 млн. т нефти в год [6]. Состояние прогнозных ресурсов позволяет подготовить запасы для осуществления таких уровней добычи.

Для обеспечения приведенных в настоящих предложениях развития НГК уровней добычи углеводородов необходимо:

1. В Юрубчено-Тохомском НГР за расчетный период 20 лет прирастить не менее 570 млн. т нефти и 320 млрд. m^3 газа, то есть ежегодно необходимо приращивать около 28 млн. т нефти и 16 млрд. m^3 газа. Такой объем прироста в данном районе потребует ежегодно бурить 47-48 тыс. м или 18-20 скважин в год. Резерв локализованных ресурсов нефти категории C_3 и $D_{1л}$ здесь составляет 455,0 млн. т нефти и 574 млрд. m^3 газа при минимальной потребности в локализованных ресурсах 900-910 млн. т нефти и 508-510 млрд. m^3 газа. То есть требуется, как минимум, подготовить здесь еще локализованные ресурсы нефти в количестве 400-450 млн. т. Это означает, что в данном районе необходимо развивать программу лицензирования недр с целью их геологического изучения.

2. Собинско-Тэтэринский НГР практически обеспечен локализованными ресурсами, а прирост запасов нефти в 16 млн. т и газа 21,3 млрд. m^3 может быть обеспечен в процессе доразведки базовых месторождений и проведения геологоразведочных работ на участках распределенного фонда недр (Чулаканском, Желиндуконском, Оскобинском и др.). Проблема ввода в лицензирование новых участков здесь не столь актуальна как Нижнеангарском НГР.

3. В Нижнеангарском НГР для организации стабильной запланированной добычи газа необходимо локализовать ресурсы в объеме 950-960 млрд. m^3 газа по категории C_3 и $D_{1л}$. Для перевода такого объема ресурсов в запасы потребуется пробурить не менее 900 – 945 тыс. м или 15-16 скважин в год. В резерве здесь числится 960 млрд. m^3 газа и 23 млн. т нефти. Достоверность подготовки ресурсов газа в данном регионе не выше 60%, а нефти вообще проблематична, поэтому требуется их тщательная ревизия и ввод в лицензирование новых площадей, подготавливаемых с помощью высокоразрешающей сейсморазведки.

4. В Большехетском НГР уровни планируемой добычи нефти и дефицит в 55 млн. т могут быть обеспечены за счет проведения ГРП на новых

перспективных площадях: Горчинской, Северо-Ванкорской, Тайкинской и других, извлекаемые ресурсы нефти на которых в сумме составляют 92,7 млн. т, газа – 247 млрд. м³.

Программы компаний на этап геологического доизучения базовых месторождений и перспективных площадей в разрезе недропользователей по данным их проектной документации или их экспертным оценкам приведены в табл. 1 и 2.

Подобная ситуация диктует в качестве безотлагательных мер необходимость значительного (в разы) увеличения геологоразведочных работ с целью расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы, а поскольку ключевая роль в этом процессе будет принадлежать недропользователям, то принятие обоснованной программы лицензирования нераспределенного фонда недр крайне актуально.

Всего программа лицензирования на период 2005-2011 гг. включает 83 площади. В первоочередном порядке лицензирование будет проведено в 2005-2008 годах. На этот период предусмотрено проведение аукционов по 54 объектам в том числе: по Эвенкийскому автономному округу – 22 объекта, по Красноярскому краю – 16 объектов, по Таймырскому автономному округу- 16 объектов [6].

Таблица 1. Показатели Программы освоения запасов и ресурсов газа компаниями

Наименование показателей	Ед. изм.	ОАО «Красноярскгазпром»	ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»	ОАО «Востсибнефтегаз»	ОАО НК «ЮКОС»	ЗАО «Ванкорнефть»	Всего
Прирост извлекаемых запасов газа С ₁	млрд. м ³	640	0	93,51	1014,7	48	1 796
в т.ч.							0
- из запасов С ₂	млрд. м ³	130	0	73,48	26,6	20	250
- из ресурсов С ₃	млрд. м ³	510	0	10,08	156,2	18	
- из ресурсов Д ₁	млрд. м ³	0	0	9,95	831,9	0	842
Затраты на подготовку запасов газа:	млн.долл.	225,4	0	42,55	34,01	34,3	336
- на стадии подготовки и выявления структур	млн.долл.	30,4	0	12,5	2,91	2	48
- на стадии опоискования структур	млн.долл.	80	0	10,05	24,6	0	115
- на стадии разведки	млн.долл.	115	0	20	6,5	32,3	174
Объемы ГРП по видам:							0
- в натуральных ед.							0
- сейсморазведка 2D	км	4200	0	520	2300	400	7 420
- сейсморазведка 3D				0	500	0	500

поисково-разведочное бурение	тыс. м	110	0	14	31,45	21,5	177
- в денежном выражении		225,4	0	42,55	34,01	34,3	336
сейсморазведочные работы	млн.долл.	29,4	0	5,85	9,84	2	47
поисково-разведочное бурение	млн.долл.	196	0	36,7	24,17	32,3	289

Объекты нераспределенного фонда недр, входящие в программу лицензирования, включают лишь одно месторождение Лодочное, 5 объектов с ресурсами категории С₃ (Эвенкийский автономный округ и Красноярский край) и 6 объектов с ресурсами С₃+Д₁ (Таймырский автономный округ). Остальные объекты содержат ресурсы категории Д₁.

Следует отметить, что большинство подлежащих лицензированию объектов, расположенных в 200-километровой зоне от планируемой сети трубопроводов находится в зоне высоких вероятностей открытия месторождений (от 0,5 до 0,8) [1].

На 2005 г. для лицензирования предусмотрено 17 площадей.

Для реализации предлагаемой программы потребуется ежегодное финансирование ГРП из федерального бюджета 88,3 млн. дол. (2648,8 млн. руб.) и инвестиции недропользователей – 163,4 млн. дол. (4903,2 млн. руб.) ежегодно.

Суммарные извлекаемые ресурсы нефти категории Д₁, вводимые в лицензирование составят 1277,7 млн. т, газа – 2850,8 млрд. м³, по категории С₃ – нефти 189,3 млн. т, газа 88,5 млрд. м³ [6].

Таблица 2. Показатели Программы освоения запасов и ресурсов нефти компаниями

Наименование показателей	Ед. изм.	ОАО «Красноярскгазпром»	ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»	ОАО «Востсибнефтегаз»	ОАО НК «ЮКОС»	ЗАО «Ванкорнефть»	Всего
Прирост извлекаемых запасов газа С ₁	млрд. м ³	40000	251400	16012	60310	80000	447 722
в т.ч.							0
-из запасов С ₂	млрд. м ³	10000	196100	13050	4978	9000	233 128
-из ресурсов С ₃	млрд. м ³	0	55500	2982	38532	72000	169 014
-из ресурсов Д ₁	млрд. м ³	0	0	0	16800	0	16 800
Затраты на подготовку запасов нефти	млн.долл.	90	159	113,5	38,75	34,3	436
- на стадии подготовки и выявления структур	млн.долл.	10	0	22,8	0	2	35

Наименование показателей	Ед. изм.	ОАО «Красноярскгазпром»	ООО «Славнефть-Красноярск-нефтегаз»	ОАО «Востсиб-нефтегаз»	ОАО НК «ЮКОС»	ЗАО «Ванкорнефть»	Всего
- на стадии опоискования структур	млн.долл.	20	50	23,8	6,4	0	100
- на стадии разведки	млн.долл.	60	109	66,9	32,35	32,3	301
Объемы ГРП по видам:							0
- в натуральных единицах							0
сейсморазведочные работы 2D	км	2600	5874	1260	700	400	10 834
3D	км ²			1750	100	0	1 850
поисково-разведочное бурение	тыс. м	50	36	79,7	28,9	21,5	216
- в денежном выражении		90	159	113,5	38,75	34,3	436
сейсморазведочные работы	млн.долл.	18	31	35,6	5,5	2	92
поисково-разведочное бурение	млн.долл.	72	128	77,9	33,25	32,3	343

Существует несколько вариантов трасс нефте- и газопроводов. В качестве одного из вариантов трассы магистральных трубопроводов ОАО «Транснефть» и другими рассматривается направление от Тайшета до ст. Таксимо вдоль железной дороги БАМ. Уже проектируются трубопроводы от Юрубчено-Тохомского и Куюмбинского месторождений до ст. Нижняя Пойма через площадку «Кучеткан» (рис. 1). Этот вариант трасс одновременно в наибольшей степени благоприятен для социально-экономического развития наиболее населенных районов Красноярского края и Эвенкийского АО. Поэтому указанные трассы целесообразно поддержать на уровне региональных программ администрации Эвенкийского автономного округа и Красноярского края.

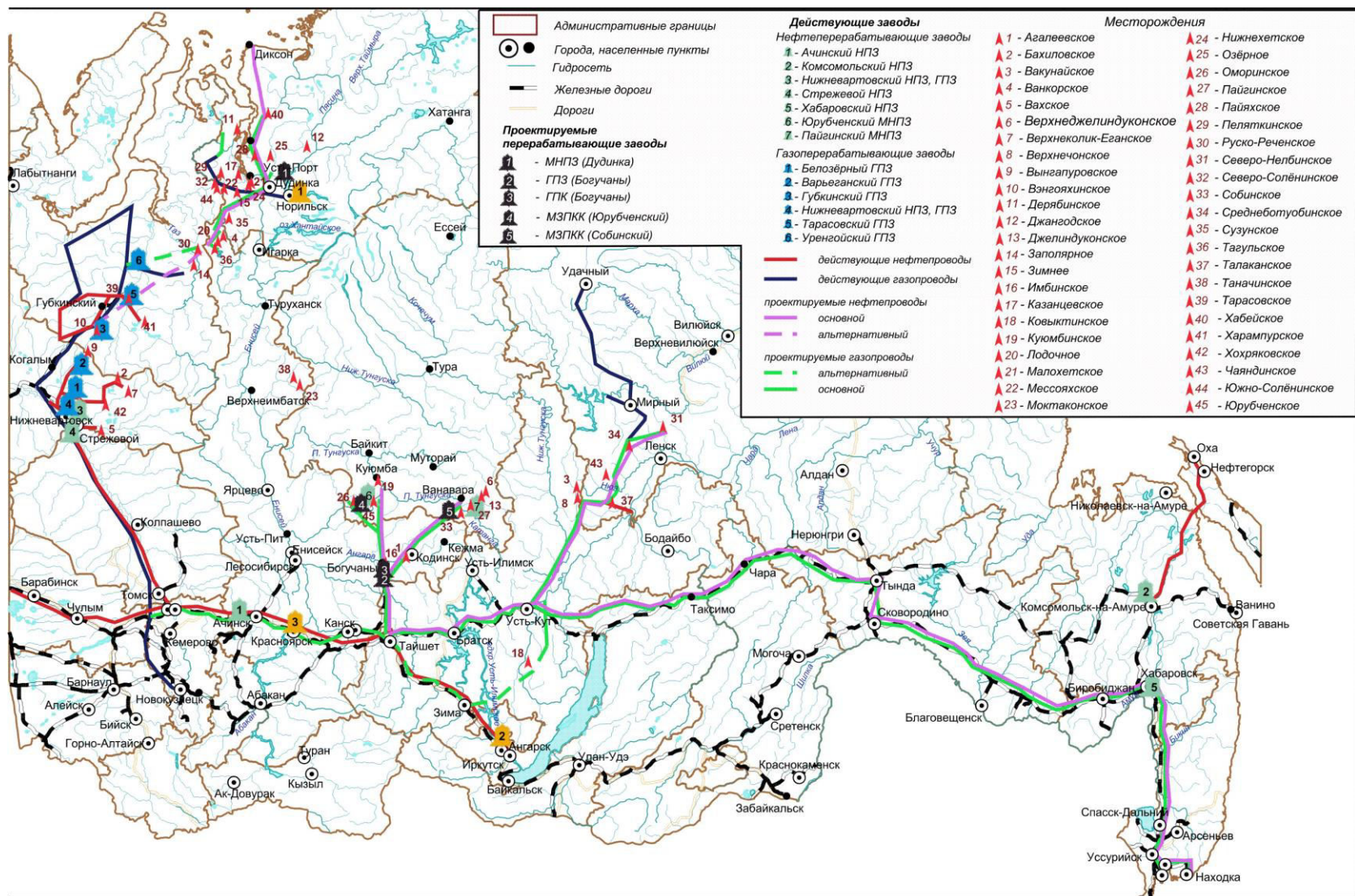


Рис. 1. Схема развития сети нефте- и газопроводов на территории Красноярского края, Таймырского (Долгано-Ненецкого) и Эвенкийского автономных округов [6]

Центральная часть рассматриваемой территории вдоль широтного течения р. Нижняя Тунгуска может быть обеспечена энергоресурсами за счет открытия нового месторождения на ее берегах вблизи п. Тутончаны (Старосельцев, 2005). Тем более, что геологоразведочные работы за счет федерального бюджета на нефтегазоперспективной Тутончанской площади предусмотрены планами работ на 2006-2010 гг. В случае обнаружения такого месторождения представляется целесообразной установка около него на берегу р. Нижняя Тунгуска модуля по переработке нефти и снабжения нефтепродуктами всех поселков на ее берегах от Большого порога до устья р. Илимпеи, а в большую воду и до с. Туруханска.

В целях экономии капитальных затрат на дорожном строительстве, строительстве сопутствующих объектов социальной и технологической инфраструктуры, рационального размещения трудовых ресурсов и электроэнергетики предусматривается строительство нефте-, газопроводов в едином коридоре, первоочередное обеспечение газом внутренних потребностей населения и промышленности Красноярского края.

Наиболее подготовленным к началу строительства является отрезок перспективной трассы на участке Юрубченский опытный участок (скв. Юр-5) – площадка «Кучеткан», которая находится в районе ж/д станции Карабула (Семенов, 2003).

В соответствии с потребностью светлых нефтепродуктов в период строительства трубопроводов, а также начала пробной эксплуатации месторождений, с учетом уже имеющихся мощностей в качестве первоочередной меры предлагается строительство модульного НПЗ 100 тыс.т на Юрубчено-Тохомском месторождении. На Пайгинском месторождении уже начато строительство МНПЗ на 30 тыс. тонн по сырой нефти в год.

Переработку всего добываемого природного и нефтяного газа предлагается проводить на одном гелиевом заводе с получением сухого газа, гелия, этана и ШФЛУ [5, 6].

ГХК на базе индивидуальных углеводородов - этана и ШФЛУ - рекомендуется разместить в одном районе с гелиевым заводом.

В настоящее время все виды полиэтиленов являются крайне дефицитными материалами на внутреннем рынке страны. Объем производства ПП определялся с учетом реконструкции действующих, строящихся новых и настоящего газохимического комплекса мощностью 320 тыс.т ПП в год.

Производство продуктов газохимического синтеза предназначено для квалифицированной переработки индивидуальных углеводородов:

- Пропана - для производства полипропилена,
- Метана и этана - для производства полиэтилена и получения сжиженного газа для удовлетворения населения в бытовом газе, а также для нужд автотранспорта;
- Полиэтилен и полипропилен, используемы как материалы для изготовления труб, пленки, ковровых изделий, геотекстиля, изделий медицинского назначения, разнообразных изделий бытового назначения.

В последние годы среднегодовой прирост потребления различных изделий из пластических масс составляет около 7% и в ближайшие годы на них сохранится устойчивый спрос. При этом, к наиболее массовым полимерам относятся кроме полиэтиленов, полипропиленов, также полистирол, фенопласты и карбидные полимеры. Важным направлением является организация производства этана для получения этанола.

Основным потребителем полиэтиленовой продукции станет, в первую очередь, сама газовая отрасль, поскольку в последние годы для газопроводов среднего и низкого давления все более широко используются полиэтиленовые трубы.

В условиях агрессивной грунтовой среды полиэтиленовые трубы будут наиболее рентабельны. Проект газификации города Красноярска также может быть выполнен с применением полиэтиленовых труб.

Все это ставит вопрос о необходимости организации местного производства сырья, а именно: полиэтилена в гранулах и созданию комплекса по выпуску полиэтилентерефталата, основного сырья для производства преформ.

Развитие собственных мощностей по производству полиэтиленовых труб и изделий на основе полимеров с целью первоочередного покрытия внутренних потребностей Красноярского края в рамках программы экспортозамещения, является актуальной и экономически обоснованной задачей, тем более, что вся эта продукция имеет повышенный спрос на мировом рынке.

Актуальнейшей задачей представляется организация производства в Красноярском крае метанола (метилового спирта), который технологически производится на основе природного газа. Тем более, что основным потребителем этого химического продукта являются предприятия нефтегазовой промышленности.

В качестве альтернативы ГПЗ может рассматриваться вариант синтеза жидких УВ из газа [2]. Основная функция GTL-технологии - подготовить природный или попутный газ к смешению в единой трубе с натуральной нефтью. При этом достигаются следующие преимущества:

- Не требуется строительства газовой трубы на далекие расстояния;
- Осуществляется утилизация попутного нефтяного газа или природного газа из газовой шапки «на месте» (в условиях ограниченных возможностей по сбыта газа, технология GTL открывает широкие возможности);
- Увеличиваются объемы продажи нефти за счет добавления синтетической нефти к объемам добытой и перекачиваемой нефти.
- Улучшается качество добытой нефти за счет уменьшения тяжелых фракций и серы, за счет чего продавцы и экспортеры могут рассчитывать на получение премии к стандартной цене за нефть (до 5 \$/bbl).

Мировой опыт применения GTL-технологии показывает, что технология GTL еще не готова для широкомасштабного внедрения, но уже построены коммерческие заводы – ЮАР (Sasol/Chevron), Малайзия (Shell), Катар

(Sasol/Chevron). В мире есть пилотные установки полупромышленного типа – Коноко, ВР.

3. Ожидаемые технико-экономические показатели развития ТЭК

Прогноз показателей разработки нефтяных месторождений был осуществлен А.А. Гертом (2005 г.). Накопленная добыча к 2025 году достигает 461 млн. т, в том числе 87% приходится на базовые месторождения (398 млн. т) и 13% на выделенные территории с ресурсами категорий С₃ и Д₁. Наибольший объем добычи достигается на Юрубчено-Тохомском месторождении – 208 млн. т, немного меньше на Куюмбинском – 176 млн. т.

Инвестиции в разработку и обустройство нефтяных промыслов прогнозируются в объеме 14,7 млрд. долл., в том числе по Собинскому и Пайгинскому месторождениям – 0,9 млрд. долл., Куюмбинскому – 5,2 млрд. долл., Юрубчено-Тохомскому – 6,7 млрд. долл. К этому сроку Юрубчено-Тохомское месторождение осваивается не полностью.

Результаты оценки эффективности развития нефтедобычи в Эвенкийском АО свидетельствуют о следующем. Дисконтированные поступления в бюджеты всех уровней к 2015 году достигнут 4,9 млрд. долл. В течение следующих 10 лет он увеличится более, чем на 6,6 млрд. долл., и к 2025 году достигнет 11,5 млрд. долл. Окупаются затраты в нефтедобычу по региону уже через 13,5 лет, внутренняя норма рентабельности - 20,5%.

По месторождениям Большехетского НГР накопленный объем добычи по выявленным и новым месторождениям до 2025 г. может составить около 380 млн. т нефти. При этом показатели эффективности следующие:

- Чистый дисконтированный доход инвестора (NPV) -5956,2 млн. долл.;
- Внутренняя норма рентабельности (IRR) – 38,6%;
- Коэффициент доходности инвестиций (PI) 3,03;
- Срок окупаемости с учетом дисконтирования – 7 лет.

По Красноярскому краю в целом к 2015 году может быть достигнут годовой уровень добычи 58,6 млн. т, в том числе по выделенным территориям Эвенкийского АО – 27,7 млн. т и по Большехетской зоне – 36,6 млн. т.

Суммарный объем инвестиций на разработку и обустройство нефтяных промыслов Красноярского края в целом составит 20,3 млрд. долл. в том числе в систему транспорта нефти 2,2 млрд. долл. Удельные издержки на освоение по Красноярскому краю в целом составляют около 44 долл./т.

В результате освоения нефтяных запасов Красноярского края к 2025 г. может быть получен доход 103 млрд. долл. Внутренняя норма рентабельности по Эвенкийскому АО составит 20,6%, по Большехетской зоне – 38,6%. Затраты по Эвенкийскому АО окупятся через 12 лет, по Большехетской зоне – через 6,5 лет.

Поступления в бюджеты всех уровней от освоения нефтяных запасов и ресурсов Красноярского края в целом составят 61 млрд. долл. В расчете на 1 т добытой нефти удельные поступления в бюджет – 72 долл./т. В среднем в год в бюджет может поступать по 2,3 млрд. долл.

При ставке дисконтирования 10% чистый дисконтированный доход от освоения запасов и ресурсов нефти Красноярского края составит 27,1 млрд.

долл., в том числе доход недропользователя – 9,3 млрд. долл., поступления в бюджеты всех уровней – 17,8 млрд. долл. Освоение запасов и ресурсов нефти и газа Эвенкийского АО зоны может принести доход недропользователю в размере 3,33 млрд. долл. и обеспечить поступление в бюджет 11,5 млрд. долл. ЧДД недропользователя при освоении запасов и ресурсов Большехетской зоны достигнет 5,96 млрд. долл., бюджета – 6,27 млрд. долл. В среднем по Красноярскому краю к 2025 году удельная стоимость запасов (удельный дисконтированный доход недропользователя) составит 11,0 долл./т, удельные поступления в бюджет – 21,1 долл./т. По Эвенкийскому АО удельная стоимость запасов немного выше – 7,2 долл./т, а удельные поступления в бюджет ниже – 25,0 долл./т. По Большехетской зоне: удельный ЧДД недропользователя – 15,5 долл./т, удельный ЧДД бюджета – 16,3 долл./т. Коэффициент доходности инвестиций по Эвенкийскому АО составит 1,55 долл./долл., по Большехетской зоне – 3,03 долл./долл. Срок окупаемости затрат по Эвенкийскому АО увеличится до 13,5 лет, по Большехетской зоне – до 7 лет.

Таким образом, вложение средств в освоение запасов и ресурсов нефти Красноярского края не уступает по эффективности альтернативным вариантам освоения новых лицензионных участках Западной Сибири.

Эффективность освоения запасов и ресурсов газа уступает проектам освоения нефтяных запасов. В результате освоения запасов природного газа и конденсата Красноярского края, включая их переработку на ГПЗ, к 2030 г. может быть получен доход 33,6 млрд. долл. Срок окупаемости затрат без учета дисконтирования составит 16 лет от начала расчетного периода и 9 лет от начала добычи газа в Нижнеангарской НГО. Внутренняя норма рентабельности проекта может достигнуть 16% [6].

4. Прогноз социально-экономических последствий создания ТЭК

Укрупненная оценка социально-экономических последствий выполнена КНИИГиМС исходя из организации на территории региона двух центров нефтегазодобывающего комплекса: первого, включающего месторождения и перспективные участки Большехетского НГР, второго – перспективные участки и месторождения Юрубчено-Тохомского, Собинско-Тэтэринского и Нижнеангарского НГР.

Интегральный бюджетный эффект от реализации всего комплекса проектов на территории края составляет величину порядка 1,7 млрд. дол. к 2017 г.

В структуре накопленных бюджетных доходов, обнаруживаются существенные диспропорции меж бюджетных отношений Федерации и края. Чисто налоговые поступления в краевую казну в три раза меньше налоговых доходов РФ от реализации нефтегазовых проектов. Особенно нелогичным представляется раздел НДПИ – налог, в большинстве сырьевых экономик составляющий основные территориальные доходы, в нашем случае составляет менее 7% от консолидированных налоговых доходов региона.

Укрупненные оценки показывают, что при развитии ТЭК объединенного Красноярского края к 2018-2025 гг. для жителей края может быть создано 17,5 – 18,5 тыс. новых рабочих мест с заработной платой порядка 25-30 тыс. руб. Учитывая это, а также мультипликативные эффекты в других отраслях,

среднедушевые денежные доходы населения объединенного Красноярского края возрастут при прочих равных условиях к 2015г. до 7,0-7,1 тыс. руб. (в ценах 2004 года) [6].

Таким образом, развитие нефтегазового комплекса объединенного Красноярского края будет способствовать увеличению среднедушевых денежных доходов населения и создаст условия для улучшения обеспеченности качественными услугами образования, здравоохранения, культуры. Помимо социально-экономической эффективности развитие нефтегазового комплекса он должен отвечать критериям экологической безопасности. Именно эти критерии должны являться приоритетными в процессе разработки и реализации стратегии развития ТЭК.

Заключение

Очевидно, что на региональном и, главное, на федеральном уровнях необходима выработка и принятие комплекса эффективных мер, стимулирующих инвестиции частного бизнеса в проект развития ТЭК. Некоторые первоочередные мероприятия необходимо обсуждать уже сегодня. К их числу относится необходимость дифференциации налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

С учетом того, что формирование ТЭК Красноярского края начинается практически с нулевой отметки, проект требует огромных инвестиций, речь идет о введении особого экономического режима на период развития ТЭК.

Создание и развитие ТЭК Красноярского края позволит получить:

А) Для Российской Федерации:

1. Два новых крупных центра нефтегазодобычи в Красноярском крае с необходимой транспортной инфраструктурой.

2. Экспортные поставки нефти в объеме 27-52 млн. т., в том числе: нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан» - от 11 до 25 млн. т., Западная Европа из порта «Диксон» Северным морским путем (СМП) - от 10 до 28 млн. т.

3. Поставки газа в ЕГС от 30 до 50 млрд. м³.

4. Создание газоперерабатывающего производства с извлечением концентрата гелия для его последующего хранения в подземном гелиевом хранилище, выпуск дефицитной продукции полиэтилена, полипропилена и др.

5. Поступления в федеральный бюджет составят: 20,7 млрд. долл. от добычи нефти и газа; 2,0 млрд. долл. от реализации продукции ГПЗ; 3,3 млрд. долл. от лицензирования нераспределенного фонда недр.

Б) Для объединенного Красноярского края:

1. Значительный социально-экономический рост: Поступления в бюджет объединенного Красноярского края возрастут на 75-85% к уровню 2004 года.

2. Полное удовлетворение внутренних потребностей в нефти и нефтепродуктах, существенное снижение затрат на северный завоз.

3. Существенное повышение инвестиционной привлекательности края.

4. Снижение диспропорций между экономикой края и автономных округов за счет резкого роста промышленного производства в нефтегазовой и сопутствующих отраслях.

Создание ТЭК неизбежно связано со значительной техногенной нагрузкой на природную экосистему. Необходимо на начальном этапе реализации проекта принятие региональных законодательных актов, жестко регламентирующих уровни экологической безопасности и допустимого воздействия на окружающую природную среду.

В связи с тем, что ТЭК неизбежно увеличивает техногенную нагрузку на природную экосистему, краеугольным камнем должна стать экологическая составляющая: экологизация всех технологических проектов, минимизация и возможно полный запрет на выбросы и загрязнение водной среды, запрет технологий без очистных сооружений и т.д.

В качестве первоочередной меры необходимо разработать и принять краевой закон «Об экологической безопасности и допустимом воздействии на окружающую среду при создании Красноярского нефтегазового комплекса». Предварительно на уровне МПР России необходимо утвердить региональные нормативы допустимой антропогенной нагрузки. Во всех нефтегазовых проектах предусмотреть проведение систематического мониторинга окружающей среды с передачей информации всем заинтересованным органам.

Для сокращения сроков и стоимости строительства, повышения надежности объектов обустройства и транспортной инфраструктуры в природно-климатических условиях севера Красноярского края рекомендовать нефтегазовым компаниям широкое использование передовых научных разработок институтов и академических ВУЗов, Красноярского отделения СО РАН, новых технологических и конструкторских разработок стройиндустрии Красноярского края, а также ее производственного потенциала.

Для надежного и качественного обеспечения ТЭК кадрами местных специалистов организовать в г. Красноярске опережающую подготовку специалистов нефтегазовой отрасли.

Необходимо обращение в Правительство РФ о введении особого экономического режима, связанного, прежде всего, с увеличением региональной ставки НДПИ на период формирования и развития ТЭК.

В связи с формированием ТЭК следует начать разработку программы социально-экономического развития единого Красноярского края на период 2007-2025 годы. Для обеспечения прав коренных и малочисленных народов Севера необходима разработка краевого закона с учетом имеющегося мирового опыта, в котором предусмотреть меры по сохранению и защите традиционного уклада жизни, современное технологическое обеспечение связью, здравоохранением, образованием, транспортом и решающего права голоса при экологической экспертизе нефтегазовых проектов.

*© В.Т. Изаров, А.К. Битнер, А.А. Конторович,
А.Г. Коржубаев, И.В. Филимонова, 2006*

АНАЛИЗ МЕЖДУНАРОДНЫХ РЫНКОВ НЕФТИ (АЗИАТСКО-ТИХООКЕАНСКИЙ, ЕВРОПЕЙСКИЙ, СЕВЕРО-АМЕРИКАНСКИЙ) И ЭКСПОРТНАЯ СТРАТЕГИЯ РОССИИ

Атлантическое направление

Крупнейшими регионами потребителями на Атлантическом рынке нефти - Европа и Атлантическое побережье США.

В настоящее время в Европе добывается около 315-320 млн. т, что составляет около 9% от общемировой добычи. Основной объем добычи приходится на Норвегию – 49% и Великобританию – 36%. За последние 20 лет основной прирост добычи нефти обеспечивался главным образом за счет Норвегии. В Великобритании рост добычи нефти происходивший в начале 90-х годов XX века сменился на устойчивую тенденцию к сокращению. В Европе потребляется около 760 млн. т нефти и нефтепродуктов в год, что составляет около 21% от совокупного потребления в мире. В структуре потребления нефтепродуктов доминирует дизельное топливо. За последние 20 лет рост потребления нефтепродуктов на европейском континенте связан, в значительной мере, с динамично развивающимся рынком средних дистиллятов. Россия крупнейший поставщик нефти в Европу. В последние годы экспорт нефти из России на европейский рынок (без учета поставок в страны СНГ) превысил 144 млн. т. Из 73,5 млн. т экспортируемых Россией нефтепродуктов в Европу поставляется около 60 млн. т. В структуре экспорта нефтепродуктов доминируют мазут (86%) и дизельное топливо (79%). Другими крупнейшими регионами-поставщиками являются: Ближний Восток – 153 млн. т в год, Северная Африка – 83 млн. т. Более 79 млн. т нефти транспортируется на европейский континент из Западной Африки, стран АТР, Северной и Южной Америки. Перспективным источником поставок выступает Каспийский регион. С учетом прогнозируемых ИГНГ СО РАН уровней добычи и потребления прирост нетто-импорт в Европе может составить в 2005 г. – 20,5 млн. т, в 2010 г. – 48 млн. т, в 2020 г. – 140 млн. т, в 2030 г. – 254 млн. т.

Стратегия экспорта нефти из России на рынок Европы должна предусматривать увеличение поставок нефти на восточно- и североевропейские рынки, переориентацию части потоков со стран Южной Европы на североевропейский рынок. Для обеспечения востребованности поставок нефти из России целесообразно создание банка качества нефти, приобретение российскими компаниями нефтеперерабатывающих активов в Европе; перепрофилирование их с североморской нефти на российские сорта нефти; интеграция нефтепроводных систем.

Районы Восточного побережья, Среднего Запада, Юго-Восточного побережья, Горный регион можно рассматривать как единый рынок нефти Атлантического побережья США. Потребление нефти в этом регионе составляет

757 млн т. Здесь расположено два крупных центра по приему нефти: первый – терминалы в Филадельфии и Нью-Йорке и второй – побережье Мексиканского залива. Нефть, поступающая через порт в Филадельфии, перерабатывается в трех прибрежных штатах – Пенсильвании, Нью-Джерси и Делавэр. Основная часть нефтепродуктов поступает в северный регион Восточного побережья. Второй крупнейший центр по приему нефти на атлантическом побережье США – побережье Мексиканского залива. В Техасе и Луизиане расположены значительные мощности по переработке и хранению нефти. Из этого региона нефти и нефтепродукты транспортируются на юг Восточного побережья, Средний Запад и Горный район. Мексика, Венесуэла, Канада – основные поставщики нефти на рынок США, связанный с атлантическим побережьем, имеют значительные экспортные преимущества. Канада крупнейший поставщик в районы Среднего Запада и Горного района. Эта страна экспортирует нефть по системе нефтепроводов. Мексика осуществляет добычу нефти в акватории Мексиканского залива, поэтому нефть, добытая в этой стране, сразу же поступает в трубопроводную систему США. Венесуэла, осуществляющая добычу нефти в Маракайбском НГБ (шельф мыса Гальинас), через Карибское море также имеет выход в Мексиканский залив. В перспективе ожидается увеличение поставок нефти из Нигерии и Анголы, где операторами проектов являются нефтегазовые компании США и Великобритании. По прогнозу ИНГГ СО РАН нетто-импорт на рынке, связанном с атлантическим побережьем США в 2010 г. составит 568 млн. т, 2020 г. – 644 млн. т, 2030 г. – 700 млн.т.

Таким образом, на Атлантическом рынке нефти США Россия сталкивается с конкуренцией со стороны Мексики, Венесуэлы и Канады, которые имеют заметные конкурентные преимущества. Однако возможно частичное вытеснение ближневосточных поставщиков. Кроме того, с учетом прироста дополнительных потребностей в нефтетопливе на этом рынке США позволят России реализовать до 50 млн т сырой нефти.

Тихоокеанское направление

Тихоокеанский рынок нефти включает в себя два крупнейших региона-потребителя этого сырья: страны АТР и Тихоокеанское побережье США.

Рынок АТР – наиболее динамично развивающийся сегмент мирового рынка сырой нефти и нефтепродуктов. Доля АТР в мировом потреблении нефти повысилась с 1965 г. на 17 процентных пунктов (п.п.) – с 11 до 28%.

Наиболее интенсивно использование нефти росло в «новых индустриальных странах» Дальнего Востока и АСЕАН.

Увеличение спроса в большинстве стран АТР происходило в результате быстрого, преимущественно экстенсивного, экономического роста, продолжающегося возрастания численности населения, развития систем и средств транспорта (дорожное строительство, автомобилестроение, судостроение, авиация), энергоемких отраслей добывающей промышленности, нефтепереработки и нефтехимии.

В условиях ограниченности запасов нефти в АТР, рост ее потребления сопровождается значительным увеличением импортных поставок из других регионов мира. Нетто-импорт АТР (исключая внутрирегиональные поставки) увеличился в 1965-2002 гг. более чем в 5 раз и превысил 610 млн т.

Снижение темпов роста добычи нефти обусловлено исчерпанием сырьевой базы – уровень обеспеченности добычи нефти запасами (R/P Ratio) в АТР один из самых низких в мире и в последние десятилетия.

Основные внешние поставщики на региональном нефтяном рынке – страны Ближнего Востока (Саудовская Аравия, Иран, Ирак, Кувейт, ОАЭ, Оман), доля которых в суммарном объеме международных поставок в АТР составляет около 70%.

Более 50 млн т или около 6,5% импортируемой нефти поступает из Западной Африки – в основном Нигерии и Габона. Доля России и Казахстана на рынке АТР – менее 2,5% международных поставок или около 20 млн т.

В первые десятилетия XXI века Азиатско-Тихоокеанский регион будет оставаться главным центром роста потребления и импорта нефти и нефтепродуктов.

Спрос будет увеличиваться в результате дальнейшего роста численности населения, быстрого развития отраслей экономики, прежде всего, промышленности и транспорта, повышения уровня жизни части населения. Нетто-импорт нефти и нефтепродуктов в АТР составит к 2010 г. 1000-1100 млн. т в год, к 2020 г. – 1500-1600 млн. т, к 2030 г. – 1800-1900 млн. т.

Для организации Россией крупных поставок нефти потребителям в страны АТР, прежде всего в Китай, необходимо формирование системы сверхдальнего трубопроводного транспорта, создание инфраструктуры для отгрузки нефти, нефтепродуктов и конденсата. Организация крупномасштабного экспорта нефти из России в Китай может осуществляться в рамках реализации проекта строительства нефтепровода Восточная Сибирь - Тихий океан. В настоящее время Правительством РФ принято решение о строительстве нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО)» по маршруту «Тайшет – Бухта Перевозная». Строительство разделено на два этапа: «Тайшет – Усть-Кут – Тында – Сковородино» и «Сковородино–Бухта Перевозная». От Сковородино будет реализован нефтепровод-отвод до Северо-Восточных районов Китая. Сроки ввода первой очереди нефтепроводной системы ВСТО планируется завершить в середине 2008 г. Объем инвестиций составит около 6,5 млрд долл. В этих условиях, первоочередными проектами подводных нефтепроводов должны стать: «Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления – Пойма», «Тайшет – Усть-Кут», «Талакан-Вехнечонская зона нефтегазонакопления – Усть-Кут», «Ванкорское месторождение – Пур-Пе».

Западное побережье США по системе нефтеобеспечения является относительно обособленным регионом. Поставки нефти и нефтепродуктов сюда из других регионов США практически отсутствуют.

В настоящее время Западное побережье на 80% обеспечивает нефтепотребление собственной добычей, главным образом за счет Аляски. Импорт нефти осуществляется из Канады и в меньшей мере из стран АТР

(Индонезия, Малайзия, Австралия). В перспективе ожидается снижение этого показателя за счет падения добычи нефти на Аляске и дополнительного роста спроса.

Нетто-импорт нефти на Тихоокеанском побережье США в 2010 г. составит 50 млн. т, в 2020 г. – 87 млн. т, в 2030 г. – 110 млн. т. При этом прирост нетто-импорта к 2010 г. может составить 23 млн. т, к 2020 г. – 60 млн. т, к 2030 г. – 83 млн. т. На Тихоокеанском рынке ожидается усиление конкуренции стороны Канады.

Таким образом, учитывая относительно низкий уровень спроса на нефть и нефтепродукты и отсутствие значительного прироста спроса в перспективе на Тихоокеанском побережье США при дополнительном росте поставок нефти из Канады, перспективы России на этом рынке не значительные.

© Л.В. Эдер, 2006

УДК 621.331.11

И.В. Филимонова

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ПРОГНОЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕРРИТОРИЙ (НА ПРИМЕРЕ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ)

Энергетическая стратегия России до 2020 г., утверждённая правительством РФ, предусматривает увеличение роли восточных районов в нефтяной и газовой промышленности страны. Выработка четкой и скоординированной политики в области освоения ресурсов углеводородов невозможна без комплексной геолого-экономической оценки территории.

Специалисты Сибирского отделения РАН разработали научное обоснование для программы лицензирования недр в Восточной Сибири. Частью этой работы стала и концепция лицензирования недр Иркутской области. Принципиальная позиция авторов данной концепции заключается в необходимости комплексного освоения крупных региональных блоков, а не «выдергивания» для аукционов только лучших участков.

Современная ситуация

Чтобы достичь запланированных Энергетической стратегией уровней добычи, необходимо в ближайшие годы начать проведение комплексное лицензирование недр.

Одним из важных источников достижения и поддержания уровней добычи нефти и газа, намеченных в Энергетической стратегии, станет Восточная Сибирь, в частности Иркутская область. Прирост запасов будет осуществляться как за счёт доразведки уже открытых месторождений (Ковыктинское, Верхнечонское, Дулиминское, Ярактинское, Даниловское, и др.), так и открытия новых месторождений на перспективных участках.

Лицензии на право пользования участками недр с целью геологического изучения, разведки и добычи нефти и газа на территории Иркутской области не выдавались с 1999 года. Тогда хозяев нашли Тагнинский, Балаганкинский, Левобережный, Правобережный, Ангаро-Ленский участки. Участки Нижнеудинский, Тутурский, Рудовский оказались не востребованы и остались в нераспределенном фонде.

Позднее на некоторые участки (Южно-Ковыктинский, Зиминский, Тутурский, Нарьягинский, Ангаро-Илимский) были выданы лицензии на право геологического изучения, разведки и оценки нефти и газа. В нераспределенном фонде недр Иркутской области остались Восточно-Сугдинский, Аянский, Потаповский, Кытымский и Бильчирский участки.

Наиболее перспективным на нефтегазоносность из перечисленных участков является Восточно-Сугдинский, осваивать который экономически целесообразно совместно с расположенным по соседству крупным Верхнечонским месторождением, принадлежащим «РУСИА Петролеум». Поскольку лицензионное соглашение по Верхнечонскому месторождению не выполняется, то сохраняется вероятность отзыва лицензии на это месторождение, и в таком случае наиболее вероятным владельцем лицензии на добычу углеводородного сырья Верхнечонского месторождения, а также Восточно-Сугдинского участка, может стать альянс «Роснефти», «Газпрома» и «Сургутнефтегаза».

В конце 2003 года компания «Газпром» получила геологические лицензии на два участка Южно-Ковыктинской площади, непосредственно примыкающих к Ковыктинскому месторождению. Площадь участков составляет 2,8 тыс. км², прогнозные ресурсы – около 200 млрд м³ природного газа. В настоящее время лицензия на геологическое изучение и добычу углеводородного сырья Ковыктинского месторождения принадлежит «РУСИА Петролеум», однако учитывая вероятность вхождения «Газпрома» в Ковыктинский проект, не исключено объединение участков и разработка блока месторождения совместными усилиями компаний. По распоряжению Правительства «Газпром» выступает координатором программы освоения ресурсов газовых ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока.

В настоящее время готовится Программа лицензирования на право проведения геологического изучения и освоения недр в Иркутской области, куда планируется включить около 20 объектов. Интерес к предстоящему конкурсу проявил ряд крупных российских и зарубежных вертикально интегрированных компаний.

Одним из факторов, сдерживающих освоение ресурсного потенциала, служит отсутствие транспортной инфраструктуры. Первоочередная задача для региона - развитие инфраструктуры трубопроводного транспорта нефти, строительство нефтепровода Талаканское - Верхнечонское – Ангарск, что позволит вовлечь в хозяйственный оборот не только уже открытые месторождения, но и ряд прилегающих перспективных участков.

Базовая модель

Для проведения эффективной лицензионной политики необходимо выявить инвестиционную привлекательность каждого лицензионного участка. Это позволит определить последовательность проведения конкурсов, аукционов, начальный размер разовых платежей (бонусов подписания), планировать бюджетную эффективность недропользования. Однако, как показывает практика, реально проводимая политика лицензирования не всегда учитывает научно-обоснованные рекомендации.

Институт геологии нефти и газа разработал программу комплексной геолого-экономической оценки территории, позволяющую учесть региональные особенности Иркутской области. Согласно программе, территория Иркутской области разделена на примерно равные перспективные участки площадью около 2 тыс. км² каждый, что обусловлено технологическими условиями проведения геологоразведочных работ на участке. Недропользователь на конкурсной основе получает лицензию на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья. На поисковый этап выделяется пять лет, на разведочный – от 2 до 7 лет. Принимается, что первым открывается наиболее крупное месторождение, содержащее около 60-70% ресурсов основного продуктивного комплекса. При этом на участке остаётся часть ресурсов, не вошедших в основное месторождение, в конце разведочного этапа рекомендуется возобновить работы по поиску сателлитов. Этап добычи углеводородного сырья во многом зависит от конкретных характеристик каждого участка, однако в базовой модели приняты некоторые общие условия. В частности, добывающая скважина в среднем работает 12-17 лет. Дебит по жидкости остаётся постоянным, падение дебита нефти задаётся экспоненциально без периода стабильной добычи, поскольку от 1 до 5% воды всегда извлекается с самого начала разработки. Минимальный дебит, после которого работа скважины прекращается, определен в 1 тонну нефти в сутки. Плотность сетки скважин составляет в среднем от 25 до 49 га на скважину. Средний срок разработки участка – 23-25 лет.

В структуре капитальных вложений затраты на ГРП заложены в пределах 3-15%, в бурение добывающих, нагнетательных и газовых скважин – 30-50%, в обустройство – 25-45%, стоимость системы внешнего транспорта – 0-15%. При экономической оценке участков затраты на трубопровод принимались из расчета строительства нефтепровода-отвода до планируемой магистрали Верхнечонское – Ангарск.

Перспективы

Оценка рынков сбыта показала, что поставки нефти с перспективных участков могут осуществляться на внутренний рынок и на экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона и на Тихоокеанское побережье США. Для организации поставок необходимо строительство нефтепровода-отвода до планируемого, в рамках крупномасштабной добычи нефти и газа в Восточной Сибири, магистрального нефтепровода Верхнечонское месторождение – Ангарск.

Поставки нефти на внутренний рынок предполагают загрузку мощностей Ангарского нефтехимического комбината. В настоящее время уровень его загрузки составляет порядка 40%. С учетом прогнозируемого спроса на нефтепродукты на региональном рынке и возможностей по экспорту нефтепродуктов поставки нефти на комбинат могут быть доведены до 17,8 млн т. К 2020 г. загрузка его мощностей будет обеспечиваться нефтью только восточносибирских месторождений.

Ежегодные поставки российской нефти в Китай могут быть увеличены до 30 млн т, поставки в Находку – до 50 млн т.

Рекомендации

Расчеты показали, что не все перспективные участки экономически выгодно разрабатывать по нефтяной схеме. Участки, нерентабельные при извлечении только нефти, составили порядка 40% от предлагаемой к лицензированию площади. Они находятся в основном на юге Иркутской области. Для обеспечения коммерческой эффективности их разработки необходимо извлекать не только нефть и попутный газ, но и свободный газ. При включении в схему разработки этих участков затрат на добычу и транспорт свободного газа, они переходят из класса неэффективных в класс экономически выгодных для освоения, внутренняя норма доходности составляет порядка 30-45%.

При построении схемы лицензирования недр Иркутской области необходимо в первую очередь обратить внимание на северные участки, рентабельная разработка которых связана с извлечением нефти. Несмотря на то, что газификация Иркутской области намечена уже в ближайшем десятилетии, обеспечение потребностей в нефтяном сырье промышленности и населения Иркутской области остается приоритетным направлением развития региона.

Разработанная институтом комплексная программа освоения недр малоизученных территорий позволяет дать государству практические рекомендации в целях принятия хозяйственных решений для проведения грамотной и системной политики лицензирования недр и компаниям - для инвестирования средств в удаленные, неосвоенные, но перспективные регионы Восточной Сибири.

Потребность в инвестициях

Вопросы формирования нового центра нефтяной и газовой промышленности в Иркутской области необходимо рассматривать в рамках комплексной программы развития экономики Восточной Сибири. Это обусловлено: (1) территориальным распределением сырьевой базы; (2) высокой капиталоемкостью проектов; (3) требованиями социально-экономического развития всего региона; (4) размещением центров переработки потребления нефти и газа; (5) особенностями экспортных рынков и геополитической ситуации в АТР в целом; (6) необходимостью создания единой транспортной инфраструктуры; (7) экологическими факторами.

В настоящее время освоение ресурсов и запасов нефти и газа Восточной Сибири идет крайне медленно, на право геологического изучения и разработку ряда перспективных участков до сих пор не выданы лицензии,

геологоразведочные работы проводятся в исключительно малых объемах. Как следствие, такие месторождения как Ковыктинское, Юрубчено-Тохомское, Курумбинское, недоразведаны. Проектирование нефте- и газопроводов еще не начато. Теперь, даже, если положение будет быстро выправлено, к 2010 г. добыча нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) может достичь только 5 – 10 млн т.

При проведении активной государственной политики в области недропользования и лицензирования недр, достаточном уровне инвестиций в разведку и разработку уже открытых месторождений, создании перерабатывающей и транспортной инфраструктуры добыча нефти в Восточной Сибири и в Республике Саха (Якутия) может достичь к 2010 г. 5-10 млн т, а к 2020 г. – до 55-60 млн т.

Необходимо к 2015 г. выявить и разведать новые месторождения с извлекаемыми запасами нефти 1,0 – 1,25 млрд т. В силу специфики ресурсной базы Восточной Сибири и Республики Саха одновременно неизбежно будет выявлено и разведано не менее 1 трлн м³ газа. Для этого потребуется не менее 12 млрд дол. дополнительных инвестиций в геологоразведку. Общие инвестиции в геологоразведку должны составить в ближайшие 20 лет не менее 14,5 млрд дол.

Оценки показывают, что при реализации таких инвестиций в поисковые и геологоразведочные работы к 2020 г. добыча нефти в Восточной Сибири и Республике Саха может быть доведена после этого срока до 100 – 110 млн т нефти в год.

Добыча газа в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) при наличии спроса может составить к 2010 г. 25 – 30 млрд м³, к 2020 г. - 110 – 120 млрд м³.

Оценки инвестиционной привлекательности Восточной Сибири и Республики Саха (табл. 1) показывают, что реализация интенсивного варианта программы формирования новых крупных центров добычи нефти и газа в этом регионе потребует инвестиции в объеме 86,8 млрд дол., в том числе, в геологоразведочные работы – 14,5 млрд дол., в обустройство месторождений – 42,3 млрд дол., в нефте- и газопроводы внутри Лено-Тунгусской провинции и системы переработки и хранения газа, в том числе гелия – 10,4 млрд дол., в систему магистральных нефте- и газопроводов, терминалы и заводы по производству СПГ - 19,6 млрд дол.

При организации поставок нефти из Восточной Сибири и Республики Саха на экспорт через Дацин либо через порты Тихоокеанском побережье России чистая прибыль за реализацию каждой тонны нефти составит при цене нефти 13,5 дол./барр. – от 7 до 25 дол., при цене 22 дол./барр. – от 32 до 50 дол., при цене 28 дол./барр. – от 45 до 65 дол. в зависимости от месторождений и регионов поставки нефти.

Таблица 1. Потребность в инвестициях на освоение нефтяных и газовых ресурсов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) по умеренному и интенсивному сценариям на период до 2030 г., млрд долл.

Показатель / Сценарий	Умеренный	Интенсивный
Добыча нефти и газа к 2020-2030 гг.		
Нефть	55-60 млн т в год	115-125 млн т в год
Газ	115-125 млрд м ³ в год	115-125 млрд м ³ в год
Геологоразведочные работы		
На нефть	1,80	12,00
На газ	0,70	2,50
Всего	2,50	14,50
Обустройство месторождений		
Нефтяных	19,27	30,49
Газовых	11,80	11,80
Всего	31,07	42,29
Создание систем переработки и транспортировки углеводородов в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции *		
Инфраструктура переработки и хранения газа	1,20	1,30
Нефте- и газопроводы	8,84	9,10
Всего	10,04	10,40
Создание магистральных систем транспортировки нефти и газа в районы Восточной Сибири и Дальнего Востока и на экспорт*		
Нефте- и газопроводы	12,60	13,90
Нефтяные терминалы и инфраструктура по производству СПГ	5,70	5,70
Всего	18,30	19,60
Итого	61,91	86,79

* При оценке инвестиций на строительство нефте- и газопроводов учтено снижение затрат при прохождении маршрутов в единых транспортных коридорах

В структуре цены доля прибыли составит при цене нефти 13,5 дол./барр. – от 6,5% до 29%, при цене 22 дол./барр. – от 22% до 32%, при цене 28 дол./барр. – от 22% до 34% в зависимости от месторождений и регионов поставки нефти.

При доведении добычи нефти Восточной Сибири и Республике Саха до уровня 55 – 60 млн. т чистая прибыль компаний до 2030 г. составит свыше 55 млрд дол., в бюджеты всех уровней поступит свыше 30 млрд дол. (табл. 2). При выходе добычи на уровень 110 – 120 млн т чистая прибыль компаний составит за это же время свыше 120 млрд дол., в бюджеты всех уровней поступит свыше 45 млрд дол.

Таблица 2. Технико-экономические показатели добычи нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) до 2030 г. по умеренному и интенсивному сценариям

Показатель / Сценарий	Умеренный	Интенсивный
Расчетный срок разработки, лет	до 2030 года	до 2030 года
Накопленная добыча нефти, млн т	904,58	1769,58
Капитальные вложения, млрд дол.	31,90	57,06
Эксплуатационные затраты с учетом амортизационных отчислений, млрд дол.	54,77	100,86
Налоговые поступления, млрд дол.	29,95	55,01
Прибыль после выплаты налогов, млрд дол.	53,91	114,13
Кумулятивный поток наличности, млрд дол.	52,11	103,18
Ставка дисконтирования 10%, млрд дол.	1,41	7,23
Внутренняя норма рентабельности, %	11,19	14,36
Срок окупаемости (с учётом дисконтирования), лет	20	17
Срок окупаемости (без учёта дисконтирования), лет	9	7
Индекс рентабельности	2,84	3,04

Освоение энергетического, прежде всего, нефтегазового, потенциала Восточной Сибири обеспечит долгосрочное устойчивое развитие экономики и энергетики этого ключевого макрорегиона России, повысит территориальную сбалансированность энергопроизводства и энергопотребления в стране, позволит России занять достойное место среди поставщиков нефти, газа и продуктов их переработки на рынке АТР и Тихоокеанского побережья Северной Америки.

© И.В. Филимонова, 2006

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ПОИСКЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ЮГЕ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

Стоимость бурения неуклонно возрастает, и стало необходимым использование любых методов, способных улучшить прогноз залежей нефти.

Микробиологический метод для поисков нефти и газа впервые предложенный и обоснованный в 30-е годы Г.А. Могилевским и сегодня не утратил своей актуальности. Работы на заведомо нефтеносных и газоносных площадях показали, что в осадочной толще пород наблюдается активная деятельность микроорганизмов, существующих за счет утилизации эманаций углеводородного потока. Сегодня существуют снежная, водная и грунтовая микробиологическая съемка.

Конечная задача микробиологических исследований при поисках и разведки на нефть и газ заключается в том, чтобы, во-первых, выявить на площади работ или по разрезу исследуемых скважин участки с аномальными показателями бактериальных групп и, во-вторых, определить возможную связь этих аномалий с промышленными залежами нефти и газа.

На территории СССР микробиологические съемки способствовали открытию следующих месторождений: Золотухинского (нефтяное) и Барсуковско-Надвинского (нефтяное) в пределах Малодушинского вала Припятской впадины, Кременовского (газоконденсатное), Кондрашевского (газовое) и Капитановское (газоконденсатное) в Днепровско-Донецкой впадине, Комсомольского (газоконденсатное) и Котовского (газовое) в Нижнем Поволжье и т.д.

Метод геомикробиологической съемки успешно применялся в различных районах: Восточно-Енисейской ступени Тунгусского бассейна, Ставропольском крае, Томской области, Иркутской области, Пермском Предуралье, в Башкирии.

Метод может применяться на региональном и поисковом этапах геологоразведочных работ [1,2].

Геомикробиологический метод применяется для выявления и локализации зон или участков появления газообразных и жидких УВ. Особую роль метод приобретает в местах с низкими концентрациями УВ, что определяется более высокой чувствительностью микроорганизмов по сравнению с чувствительностью существующих полевых газоаналитических приборов.

Способность утилизировать газообразные и парообразные УВ наиболее широко развита среди представителей родов *Pseudomonas* и *Mycobakterium*. В меньшей мере этим свойством обладают микроорганизмы, относящиеся к родам *Micrococcus*, *Bakterium Proactinoyces* и др.

Теория метода базируется на 2-х положениях:

1. Микроколичества углеводородных эманаций мигрирующих из залежей нефти и газа приводит к образованию углеводородных аномалий в приповерхностных слоях земли.
2. В природе существует специализированная группа микроорганизмов, способная избирательным образом окислять углеводороды.

Микробиологические показатели, используемые при поисках нефти и газа подразделяются на прямые и косвенные. К прямым относятся бактерии, избирательно окисляющие газы и жидкие углеводороды. К косвенным относятся сульфатовосстанавливающие микроорганизмы.

Появление высокочувствительных приборов и методик, позволяющих определять концентрации углеводородов в приповерхностных отложениях порядка 10^5 - 10^6 , способствовало развитию углеводородометрических методов для фиксирования нефтегазоносности. Геомикробиологические методы при этом потеряли самостоятельное значение и стали проводиться в комплексе с хроматографическими исследованиями [1,2,3,4].

Предложены новые поисковые критерии для оценки продуктивности недр - бактерии, окисляющие циклические углеводороды - арены, которые менее распространены в природе, чем бактерии, окисляющие алканы [3].

Рассмотрим пример поисковых геомикробиологических исследований в снежном покрове на Михайловской площади, расположенной на юге Тюменской области, в Викуловском районе [3].

В геохимическом комплексе исследований на Михайловской площади геомикробиологические исследования рассматривались как дополнительный метод, подтверждающий наличие ряда углеводородов в снежном покрове. При отборе снежных проб для микробиологических анализов следует учитывать геоморфологические особенности местности, почвенные и ландшафтные условия, антропогенные и техногенные факторы, температуру и радиоактивность, а также другие факторы, в том числе возможные источники загрязнения нефтепродуктами или сточными водами.

Выбор количества и места отбора микробиологических проб был основан на положительных результатах площадного распределения концентраций алканов и аренов по данным хроматографии.

Микробиологические пробы отбирались с нижнего горизонта снежного покрова (10-20 см от поверхности земли) в стеклянные банки.

Определение углеводородоокисляющей микрофлоры выполнено по методикам, изложенным в работах А. Р. Родиной (1965 г.), Р. Н. Романенко и Кузнецовой (1974 г.) и др.

Микроорганизмы способны окислять широкий спектр газообразных, парообразных и жидких углеводородов. Для получения достоверных микробиологических данных предварительно проводилась инкубация исследуемых проб на минеральной среде Мюнца в атмосфере следующих углеводородов: бензол, толуол, фенол, нафталин, пентан, гексан, гептан, октан, нонан, декан. Интенсивность (активность) развития углеводородоокисляющих бактерий выражается в условных единицах. Рост углеводородоокисляющих

бактерий в виде плёнки оценивается баллами 2, 3, 4, 5. При умножении балла, характеризующего толщину плёнки на процент занятой ею площади, получают условную оценку интенсивности (активности) развития бактерий.

Для определения общего количества гетеротрофов использовалась среда Мюнца без наличия углеводов, а также бактериальный посев субстрата пробы на нефть с целью обнаружения нефтеокисляющих бактерий. По результатам данных показателей рассчитывались потенциальная нефтеокисляющая способность.

По результатам микробиологических анализов была построена карта площадного распределения активности углеводородокисляющих бактерий (УОБ). В связи с этим сетка опробования оказалась разреженной и нерегулярной, что учитывалось при описании аномалий и дальнейшем комплексировании результатов.

Исходя из общего характера площадного распределения активности УОБ всю Михайловскую площадь можно, условно, разделить на три области: восточную, простирающуюся вдоль восточного борта Малиновской депрессионной зоны, центральную (вдоль западного борта Малиновской депрессионной зоны) и западную.

Западная область характеризуется низкой плотностью сети наблюдений. В целом, характер распределения концентраций алканов и аренов качественно подтверждается данными микробиологического анализа. Здесь отмечаются единичные, мелкие и средние по размерам, изометричные микробиологические аномалии, различной интенсивности, которые в основном тяготеют к динамически напряженным зонам (ДНЗ). Особый интерес вызывает тектонический блок «В». По его границам (зоны ДНЗ) отмечается серия высокоамплитудных микробиологических аномалий.

Центральная область поисковой площади характеризуется широким полем низких значений активности УОБ, имеющим протяженную, вытянутую форму, вдоль западного борта Малиновской депрессионной зоны, приуроченного в структурном плане к Тентисской моноклинали. В южной части данной области зафиксирована аномальная протяжённая зона (тектонический блок «С») по форме и размерам совпадающая с аномальной зоной в распределении суммарных концентраций аренов. Характер распределения активности УОБ в центральной части поисковой площади подтверждает наличие аномальных концентраций в распределениях алканов и аренов.

Достаточно плотная сеть пикетов наблюдений в восточной области поисковой площади позволяет по микробиологическим данным независимо от результатов УВ-съемки выделить два аномальных участка. В целом, эти аномальные участки приурочены к границам тектонического блока «I», что говорит о его вероятной нефтеперспективности. В структурном плане, второй аномальный участок тяготеет к борту Ивановской впадины. Оба аномальных участка тесно коррелируют с аномальными зонами в распределениях концентраций аренов и алканов.

Выводы:

1. Характер распределения значений активности УОБ по разряженной и нерегулярной сети наблюдений в пределах поисковой площади совпадает с распределениями суммарных концентраций алканов и аренов, что говорит о достоверности выявленных аномалий.

2. Достаточно плотная сеть пикетов наблюдений в восточной области поисковой площади позволила независимо от УВ-съемки выделить два аномальных участка, территориально подтверждающих аномальные эффекты в распределениях суммарных концентраций аренов и алканов.

Этот факт говорит о том, что микробиологический метод обладает высокой степенью достоверности и может рассматриваться как независимый и самостоятельный в выявлении нефтеперспективных участков.

Рассмотрим пример региональных геомикробиологических исследований по грунтовым пробам в Тобольской лицензионной зоне, расположенной на юге Тюменской области, в Тобольском и Уватском районах [5].

Карта распространения углеводородокисляющих бактерий (УОБ) является суммарной и включает в себя несколько микробиологических параметров: общее микробное число (ОМЧ), населенность аэробных и анаэробных бактерий в пробах, метаноокисляющие бактерии (МОБ), сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ) и денитрификаторы. Для оценки каждого параметра, в процессе общего микробиологического анализа применялась десятибалльная шкала. Баллы, как условные единицы, определяют конкретный вклад каждого параметра в показателе активности и концентрации бактерий в каждом полевом пикете наблюдений.

По объективным причинам отбор грунтовых проб на микробиологический анализ производился только в тех пикетах наблюдений, где хроматографический анализ показал, высокий уровень концентраций алканов и аренов. В связи с этим, карта площадного распределения содержания углеводородокисляющих бактерий в грунтовых пробах носит схематический характер.

В пределах Абалакского тектонического блока – отмечается три микробиологических аномалии.

В пределах Тобольского тектонического блока – отмечаются три, высоко интенсивные микробиологические аномалии.

В пределах Алымского тектонического блока – выделяются три небольших по площади, высокоамплитудных аномалии.

В пределах Алымского сегмента Аганского грабен-рифта распределение суммарного микробиологического показателя носит специфический характер. Высокоамплитудные аномальные зоны достаточно четко связаны с бортовыми и склоновыми элементами Аганского грабен-рифта.

В месте сочленения Карабаш-Носкинской депрессионной зоны и Аганского грабен-рифта отмечается крупная, высокоамплитудная зона, охватывающая Восточно-Тереховскую (Южно-Катымскую) площадь.

Все перечисленные микробиологические аномальные зоны и аномалии, а также структурные элементы, к которым они приурочены, являются предположительно перспективными для обнаружения залежей УВ.

Неперспективными в отношении нефтегазоносности по микробиологическим данным являются: центральная и южная части Тобольского локального поднятия; центральная и южная части Северо-Тобольского локального поднятия, центральная и южная части Окунёвской площади; Северо-Тобольская площадь; южная часть Северо-Бронниковской площади; Нижне-Алымская площадь; Средне-Алымская площадь; западная часть Чирпской площади.

В настоящее время накоплен достаточный опыт применения микробиологического метода во многих районах страны, который подтверждает целесообразность его включения в обязательный комплекс поисково-разведочных работ на нефть и газ непосредственно с поверхности земли. При проведении микробиологических съемок следует при отборе поверхностных проб учитывать геоморфологические особенности местности, ландшафтные условия, антропогенные и техногенные факторы и другие возможные источники загрязнения подпочвенных отложений нефтепродуктами или сточными водами. При нефтепоисковых работах в сложных физико-географических условиях, в малоизученных и труднодоступных районах, где применение традиционных геолого-геофизических методов затруднено, эффективно и целесообразно применение “легких”, наземных, прямых методов, в том числе микробиологического.

Дальнейшие перспективы развития микробиологических нефтепоисковых методов связаны с их применением при поисково-разведочных работах в новых малоизученных труднодоступных и закрытых регионах. Исследования показали, что практически над всеми месторождениями нефти и газа существуют аномальные поля по различным группам показателей, в том числе и микробиологическим. Аномальные зоны отмечены также на перспективных площадях до их разбуривания. Наиболее ярко аномальные зоны отмечаются при комплексировании микробиологических, углеводородных и гидрохимических показателей, которые тесно связаны и взаимообусловлены. Совместная интерпретация этих показателей существенно повышает надежность рекомендаций и эффективность углеводородно - бактериальных съемок.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. А.Р. Курчиков, А.Ю. Белоносов, А.С. Фелелов, и др. Технология комплексного применения геофизико-геохимических исследований при обнаружении и разведке сложнопостроенных залежей УВ в Западной Сибири // Геологическая служба и минерально-сырьевая база России на пороге XXI века. Научно-практическая конференция. - СПб.: КФ ВСЕГЕИ. 2000. С. 175-180.
2. А.Р. Курчиков, А.Ю. Белоносов. Технология комплексных исследований для поисков, разведки и доразведки нефтяных месторождений Западной Сибири // Вестник недропользователя ХМАО № 7 2001 г. - М.: GeoDataConsulting. 2001. С. 58-60.
3. А.Р. Курчиков, А.Ю. Белоносов, Р.И. Тимшанов. Метод временной вариации параметров при сборе, обработке и интерпретации геохимико-геофизических данных на стадии подготовки объектов к поисковому бурению // пути реализации нефтегазового

потенциала ХМАО. VII научно-практическая конференция. Том 2. - Ханты-Мансийск: «Издатнаукасервис». - 2004. С. 187-199.

4. A.Yu. Belonov. Ground surface verification of satellite prognosis of promising oil and gas fields // GORS 14th International Symposium. Remote Sensing and Development. – Syria, Damascus: GORS. 2004. P. 55.

5. А.Р. Курчиков, А.Ю. Белоносов, О.С. Мартынов. Региональная оценка перспектив нефтегазоносности юга Западно-Сибирского бассейна по комплексу дистанционных и наземных данных // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. VII научно-практическая конференция. Том 1. - Ханты-Мансийск: «Издатнаукасервис». - 2004. С. 262 - 270.

© А.Ю. Белоносов, 2006

ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЛИТОГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ПРОГНОЗНОЙ ОЦЕНКЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БОЛЬШИХ ТЕРРИТОРИЙ И ПОИСКАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

В нефтях и битумах было обнаружено более 40 микроэлементов (химических элементов, имеющих концентрацию менее 0,5%) – металлов (V, Ni, Fe, Cu, Mn, Ti, Co, Cr, Ba, Sr, Pl, Hg, Mo, U и др.) и неметаллов (Br, I, Cl и др.).

Возможность образования нефтяных месторождений и концентрация металлов зависят от целого ряда факторов, среди которых основными являются: геохимические (условия преобразования исходных нефтей), гидрогеологические (влияние поверхностных и подземных инфильтрационных вод на обогащение нефтей и битумов металлами), тектонические и палеотектонические (характер развития бассейна, структурные перестройки, разрывы, влияющие на многостадийность процесса формирования и разрушения залежей), эндогенные (гидротермальная и магматическая деятельность, обуславливающие принос рассеянных элементов).

Метод, основанный на изучении горных пород в приповерхностных частях разреза с целью выявления изменений их состава и свойств под воздействием миграции УВ из залежей к земной поверхности, получил название литогеохимический.

Теоретической основой метода является эмпирически установленная и экспериментально подтвержденная зависимость физико-химических свойств, элементного состава, минеральных новообразований и физических свойств пород в надпродуктивных отложениях от количества УВ и тд.

Метод реализуется путем отбора и исследования проб пород, грунтов, почв с применением методов и аппаратуры физико-химического, ядерно-физического, спектрофотометрического и других видов анализа вещественного состава и физических свойств горных пород.

Литогеохимические исследования применяются на региональном и поисковом этапах геологоразведочных работ на нефть и газ [2,6].

Работы на нефтегазовых объектах показали, что литогеохимические методы несут дополнительную информацию по вещественной характеристике месторождений УВ [2].

В региональных исследованиях для определения микроэлементного состава проб автором использовался метод полуколичественного спектрального анализа грунтов из мелких 2-х метровых скважин, основанный на испарении анализируемого образца в дуге переменного тока [1].

При поисковых работах (Михайловская площадь) для определения микроэлементного состава проб использовался метод эмиссионного количественного спектрального анализа [3, 5].

Для прогноза нефтегазоносности территорий и площадей анализ микроэлементного состава проводился по 18 химическим элементам (Co, Cr, Cu, Fe, Mn, Mo, Ni, Pb, V, Cl, Sr, P, Zn и т.д.).

Для выявления нефтеперспективных участков на *Махнинско-Коимлыхском* поисковом участке (Тюменская обл., ХМАО, Сургутский район.) были отобраны пробы грунта с приповерхностного слоя (глубина –1.5 метра). Далее грунтовые пробы, пройдя физико-химическую обработку с последующим концентрированием, были подвергнуты спектральному анализу. По каждому элементу была построена карта распределения концентраций в пределах Махнинско-Коимлыхского поискового участка. Кроме карт были построены графики распределения микроэлементов вдоль сейсмопрофилей. По графикам и по площадному распространению содержания микроэлементов в грунтовых пробах были выявлены участки с высоким и средним содержанием микроэлементов и с их полным отсутствием [4].

Рядом исследователей над залежами нефти и газа отмечались кольцевые аномалии концентраций микроэлементов, приблизительно соответствующие проекции контура залежи УВ на дневную поверхность. Эти аномалии отражают «струйную миграцию» подвижных форм нахождения химических элементов от своего источника (залежи УВ) к поверхности земли по открытым каналам. Такими каналами могут быть зоны разломов и различного рода деструкций, фиксируемые на дневной поверхности в виде динамически-напряжённых зон (ДНЗ). «Струйные ореолы рассеивания» образуются за счёт квазиконвективного переноса ионов металлов газовыми пузырьками к поверхности земли, а также за счёт диффузионно-конвективного перемещения подвижных форм химических элементов, возникающего во вмещающих породах под воздействием потока УВ, с последующей аккумуляцией этих элементов в приповерхностном слое.

Таким образом, нефтегазопойсковый интерес при анализе результатов литогеохимических исследований представляют зоны повышенных или пониженных содержаний ряда элементов. Первые соответствуют участкам повышенной проницаемости и, возможно, «копируют» контур залежи УВ. Участки с низкими значениями концентраций микроэлементов, ограниченные данными зонами, могут являться местами возможных скоплений углеводородов [5].

На Махнинско-Коимлыхском поисковом участке появление ореолов рассеяния микроэлементов ассоциировалось с границами микротектонических блоков. При совместном анализе графиков и площадных распределений концентраций микроэлементов была построена результирующая (суммарная) карта участков, благоприятных для обнаружения залежей УВ. Кроме анализа графиков и площадных распределений по отдельным микроэлементам были сделаны расчёты и построены карты различных соотношений хим. элементов, типа Cr/Co, Ni/Co, Co/Mn, Cr/Zn, Ni/V, Co/V и т.д. Подобные соотношения используются для оконтуривания залежей УВ. Из всех соотношений микроэлементов наиболее эффективным для прогноза залежей УВ на Махнинско-Коимлыхском поисковом участке оказалось соотношение Mn/Fe.

При работах на нефть и газ, ещё в 50-60 гг. XX столетия, отмечалось, что микроэлементы стронций и фосфор имеют повышенные концентрации в залежах УВ. Были проанализированы карты аномального содержания стронция (Sr) и фосфора (P).

В итоге, на Махнинско-Коимлыхском поисковом участке по данным литогеохимических исследований был выделен 21 нефтеперспективный участок.

Наряду с классическими литогеохимическими съемками в рамках комплекса геохимических исследований *на Махнинско-Коимлыхском поисковом участке был опробован метод снего-ртутных эманаций* [2,3]. Рассмотрим его результаты.

С середины 70-х гг. XX столетия для решения нефтегазопоисковых задач в Западной Сибири проводилось изучение содержания ртути (Hg) в подземных водах кайнозойско-мезозойского осадочного чехла, а также в водах средне-верхне-юрских нефтегазоносных отложений. Как показали исследования, средние аномальные концентрации ртути приурочены, как правило, к водам продуктивных пластов и превышают средние концентрации ртути в водах непродуктивных пластов в 3-5 раз. Эта зависимость сохраняется как по площади, так и по разрезу отложений. Высокая летучесть ртути определяет характер её распространения и распределения. Учитывая близкую миграционную способность ртути и углеводородов, их совместное нахождение можно объяснить одновременной миграцией и последующим накоплением в различного рода отложениях, в том числе в приповерхностных ($h=1-3$ м) и поверхностных ($h=5-15$ см.) условиях. В связи с этим, в 1999 году автором впервые в Западной Сибири была предпринята попытка обнаружения ртутных эманаций в снежном покрове. На ряде структур совместные опытно-методические ртутно-эманионные и углеводородные исследования в снежном покрове дали положительный результат. Поэтому для обнаружения нефтеперспективных зон на Махнинско-Коимлыхском поисковом участке снего-ртутная съёмка была включена в комплекс исследований. Во время полевых работ в специально обработанные банки отбирались пробы снега из нижних слоёв снежного покрова. Затем пробы снега переводились в воду при специальных Р-Т условиях. Далее проводился анализ водных проб на содержание ртути по методике Н. Х. Айдиньян. Результаты анализов были подвергнуты статистической обработке и представлены в виде карты.

В восточной части исследуемого участка (в пределах Аэросейсмической площади) выделяются 7 мелких ртутных аномалий. В центральной части – 9 аномальных участков, из которых 6 являются крупными аномалиями. Из выделенных 6 крупных аномалий 4 образуют аномальную зону. В западной части исследуемого участка зафиксирована вторая крупная аномальная зона.

Анализ ртутно-эманационного распределения показывает, что большинство крупных и мелких аномалий приурочены к региональным динамически – напряженным зонам (ДНЗ), либо к узлам пересечения региональных и локальных (результат последних тектонических активизации) ДНЗ. Распределение ртутно-эманационного показателя достаточно хорошо (с высоким

коэффициентом корреляции 0,8 –0,85) согласуется с распределением углеводородных показателей (алканами и аренами).

Рассмотрим результаты поисковой литогеохимической съемки в Тобольской лицензионной зоне (юг Тюменской обл., Тобольский и Вагайский районы).

После статистической обработки данных, были построены карты площадных распределений концентраций 18 химических элементов в пробах грунтов. Данные карты были проанализированы совместно со схемой структурно-тектонического строения доюрского фундамента и картой разломно-блочного строения осадочного чехла [6].

Сравнительный анализ распределений концентраций по отдельным хим. элементам показывает, что за исключением Sr и P, все распределения носят идентичный характер.

Все рассмотренные поля по характеру распределений микроэлементов можно условно разделить на два участка: северный и южный. Северный участок наиболее перспективен на обнаружение залежей УВ, чем южный. Границу между участками можно провести по Абалакско-Тобольской депрессионной зоне.

Нефтеперспективными по данным анализа концентраций микроэлементов являются: Южно-Тобольская структура, северная часть Тобольской площади, западная часть Тобольского локального поднятия, южная часть Окуневской структуры, центральная часть Северо-Тобольской площади, западный борт Бронниковской котловины, юго-восточный склон Средне - Алымская структуры, центральная часть Чирпской структуры и Восточно-Тереховская структура.

На территории исследований по данным литогеохимической съемки не представляют нефтепрогнозного интереса: южная часть Тобольского локального поднятия, южная часть Северо-Тобольского локального поднятия, западный и восточный склоны Окунёвской структуры, восточный склон Северо-Бронниковской структуры, Нижне-Алымская площадь, южная часть Западно-Алымской структуры и два локальных поднятия без названия в седловидной части Алымского сегмента Аганского грабен-рифта.

Напомним, что У. Дачшерер в своей статье «Комплексирование геохимических методов исследований» в журнале «Геохимические исследования» № 11, Даллас, шт. Техас, 1988 г., писал, что соотношение $Mn/Fe > 2 \times 10^{-2}\%$ практически покрывает продуктивную залежь и ее контур. На территории наших исследований максимальные значения этого параметра не превышали значения $8 \times 10^{-3}\%$. Тем не менее, рассмотрение крупных аномалий и аномальных зон с высокими абсолютными значениями данного параметра представляет определенный интерес. За фоновый уровень распределения Mn/Fe было принято значение – 3×10^{-3} усл.ед.

На территории Тобольской лицензионной зоны аномалии Mn/Fe зафиксированы: в южной части Южно-Тобольского локального поднятия, в районе Северо-Тобольской площади, в 20 км севернее центра Окунёвской структуры, на западном склоне Средне-Алымской структуры, на восточном склоне Тобольской структуры, на северном склоне структуры без названия,

южнее Северо-Тобольского локального поднятия, в восточной части Северо-Тобольской площади, в северо-западной части Северо-Бронниковской площади и в южной части Средне-Алымской площади.

Неожиданным является факт отсутствия повышенных значений параметра Mn/Fe в пределах Алымского сегмента Аганского грабен-рифта.

Рассмотрим результаты литогеохимической съемки на Михайловской поисковой площади (юг Тюменской обл., Викуловский район).

При обработке данных, анализе и интерпретации результатов литогеохимической съемки на Михайловской площади была учтена разница в объемной массе проб, взятых в разных почвенно-грунтовых условиях. Для этого была использована «Почвенная карта Михайловской площади» (В. Л. Телицин, 2003 г.) и коэффициенты пересчета содержания микроэлементов в органогенных (болотных) почвах относительно их количества в минеральных почво-грунтах.

На основании указанной карты в полученные концентрации микроэлементов были введены поправки за почвенный состав проб.

Анализ других факторов, предположительно влияющих на распределения микроэлементов в почвах, таких как рельеф, а также различные временные факторы (сезонные, суточные колебания измеряемых параметров и т.д.) показал, что они незначимы.

Для анализа и интерпретации площадные распределения микроэлементов были совмещены с картой динамически-напряженных зон (ДНЗ) и со структурной картой по отражающему горизонту «Б» [7].

Сравнительный анализ всех распределений микроэлементов относительно друг друга показывает, что они имеют идентичный характер. Для описания микроэлементных аномалий были использованы карты площадных распределений индикаторных элементов, неоднократно применяемых в нефтепоисковых целях - никеля (Ni) и ванадия (V), а также суммарное распределение концентраций всех микроэлементов.

Результаты литогеохимических исследований показали, что вероятными нефтеперспективными участками являются юго-западная и северо-восточная части Михайловской поисковой площади.

Зародившись в 30-е годы XX столетия литогеохимический метод получил довольно широкое развитие как в России, так и в других странах. В настоящее время он используется для поисков месторождений меди, свинца, цинка, урана и многих других металлов. Кроме этого он может успешно применяться в комплексе с другими геохимическими и геофизическими методами, минимизируя вероятность ошибки в прогнозе и поиске нефтяных и газовых месторождений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. А.Р. Курчиков, А.Ю. Белоносов, А.С. Фефелов, и др. Технология комплексного применения геофизико-геохимических исследований при обнаружении и разведке сложнопостроенных залежей УВ в Западной Сибири // Геологическая служба и минерально-

сырьевая база России на пороге XXI века. Научно-практическая конференция. - СПб.: КФ ВСЕГЕИ. 2000. С. 175-180.

2. С.В. Прозоров, А.Р. Курчиков, А.Ю. Белоносов и др. Результаты, стратегия и перспективы использования «прямых» методов поисков месторождений нефти и газа в южных районах Тюменской области // Энергоресурсосберегающие технологии в нефтегазовой промышленности России. Материалы международного совещания. Ч. 1. - Тюмень: ТюмГНГУ. 2001. С. 19-24.

3. А.Р. Курчиков, А.Ю. Белоносов. Технология комплексных исследований для поисков, разведки и доразведки нефтяных месторождений Западной Сибири // Вестник недропользователя ХМАО №7 2001 г. - М.: GeoDataConsulting. 2001. С. 58-60.

4. А.Р. Курчиков, А.Ю. Белоносов. Комплексные геофизико-геохимические исследования – новые подходы при поисках нефтегазовых месторождений в Западной Сибири // Нефтегазоносность и оптимальные методологические решения поиска, разведки и разработки месторождений углеводородов в пределах Западно-Сибирской плиты. Материалы научно-практической конференции. - Тюмень: «Вектор Бук». -2003. С. 213-217.

5. Г.В. Прозорова, А.Ю. Белоносов. Микроэлементные исследования при выявлении зон разломной тектоники на примере юга Тюменской области // Нефть и газ Западной Сибири. Материалы международной научно- технической конференции. Том 1. Тюмень: ТюмГНГУ. – 2003. С. 41 – 42.

6. А.Р. Курчиков, А.Ю. Белоносов, О.С. Мартынов. Региональная оценка перспектив нефтегазоносности юга Западно-Сибирского бассейна по комплексу дистанционных и наземных данных // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. VII научно-практическая конференция. Том 1. - Ханты-Мансийск: «ИздатНаукаСервис». - 2004. С. 262 - 270.

7. А.Р. Курчиков, А.Ю. Белоносов, Р.И. Тимшанов. Метод временной вариации параметров при сборе, обработке и интерпретации геохимико-геофизических данных на стадии подготовки объектов к поисковому бурению // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. VII научно-практическая конференция. Том 2. -Ханты-Мансийск: «ИздатНаукаСервис». - 2004. С. 187 - 199.

© А.Ю. Белоносов, 2006

УДК 621.311.1

Р.Р. Булгаков, С.Л. Легеза, В.Б. Хмелевский
ОАО «Новосибирскнефтегаз»

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ В НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ

ОАО "Новосибирскнефтегаз" имеет лицензии на геологическое изучение недр с последующей добычей нефти на трех лицензионных участках: Восточном, Ракитинском и Межовском, а также лицензию на добычу нефти из верхнеюрского пласта Ю1 на Верх-Тарском месторождении (рисунок). Планируется участие предприятия в аукционах на право пользования недрами других лицензионных участков Новосибирской области.

Уровни годовой добычи на Верх-Тарском месторождении с начала разработки (в тыс. тонн) составили: 2001 - 78.0, 2002 - 235.0, 2003 – 481.6, 2004 – 928.1, 2005 – 1354, 2006 – 1754 (прогноз). Транспортировка нефти осуществляется по введенному в эксплуатацию в 2002 году напорному

нефтепроводу Верх-Тарское месторождение - Барабинск, с пропускной способностью около 2500 тыс. тонн в год.

В 2005 году, с учетом материалов более чем по 50-и эксплуатационным скважинам, в Тюменском нефтяном научном центре выполнен пересчет запасов месторождения, материалы которого проходят экспертизу в ГКЗ. Объем геологических запасов оценен более чем в 60 млн. тонн, что на 35 % выше объема запасов предыдущего подсчета. Прирост в основном обусловлен увеличением контура нефтеносности и нефтенасыщенной мощности. На основе этой геологической модели разработан новый проектный документ. Согласно выполненным в нем расчетам, максимальный уровень добычи нефти на Верх-Тарском месторождении в объеме около 3000 тыс. тонн будет достигнут в 2010 году. В связи с увеличением расчетного максимального уровня добычи в настоящее время выполняются мероприятия, направленные на увеличение пропускной способности нефтепровода до 3000 тыс. тонн в год.

Перспективы поддержания годового уровня добычи нефти ОАО «Новосибирскнефтегаз» на достаточно высоком и экономически целесообразном уровне будет обеспечиваться как за счет дальнейшей разработки Верх-Тарского месторождения, так и за счет развития нефтедобычи на других лицензионных участках.

В 2005 году в ОАО «Новосибирскнефтегаз» была сформирована программа геологоразведочных работ на ближайшие пять лет, рассмотренная и одобренная Региональным агентством «Сибнедра». Суммарный объем средств на ее выполнение составит около 1600 млн. рублей. По результатам работ планируется подготовить для промышленной разработки ряд месторождений. Прогноз уровней добычи на намеченных перспективных объектах был выполнен в СНИИГГИМС в 2005 году исходя из имеющихся запасов категорий C_1 и C_2 и оцененных ресурсов категории C_3 - D_1 (таблица).

На Ракитинском лицензионном участке главным объектом поисков и разведки будет Ракитинское поднятие. Для составляющих поднятие трех куполов обосновано развитие ловушек структурно-литологического типа в отложениях пласта $Ю_1^1$, каждая из которых будет выступать самостоятельным объектом разработки. Объем извлекаемых запасов категорий C_1+C_2 здесь может составить около 20 млн. тонн. Первой в 2009 году будет введена в опытно-промышленную разработку залежь западного купола, по которой уже имеются промышленные запасы. Максимальный объем добычи здесь составит около 500 тыс. тонн 2012 году. Ввод в опытно-промышленную разработку залежи центрального купола планируется на 2015 год. Максимальный объем добычи здесь составит около 500 тыс. тонн 2018 году. Окончание разведочных работ и ввод в эксплуатацию залежи восточного купола относится за 2020 год.

Основные перспективы нефтеносности Межовского лицензионного участка также связываются с пластом $Ю_1$. Здесь намечены зоны вероятного развития крупных ловушек антиклинального, стратиграфического и структурно-литологического типов. Оцененный прирост извлекаемых запасов по этим объектам по категориям C_1+C_2 составляет около 6 млн. тонн. В качестве первоочередного объекта разработки рассматривается залежь Западно-

Межовской НАЛ. Ввод ее в опытно-промышленную эксплуатацию планируется на 2011 год, максимальный уровень добычи в объеме 479 тыс. тонн будет достигнут в 2014 году. С отставанием на 2 года планируется ввод в опытно-промышленную эксплуатацию Восточно-Крутихинского поднятия, где максимальный уровень добычи (около 200 тыс. тонн) будет достигнут в 2015 году. Возможность разработки залежи Межовского поднятия определится по результатам планируемого ГРП в разведочных скважинах. При достижении в результате ГРП приемлемого дебита в разработку будут вовлечены еще 6-7 млн. тонн извлекаемых запасов нефти.

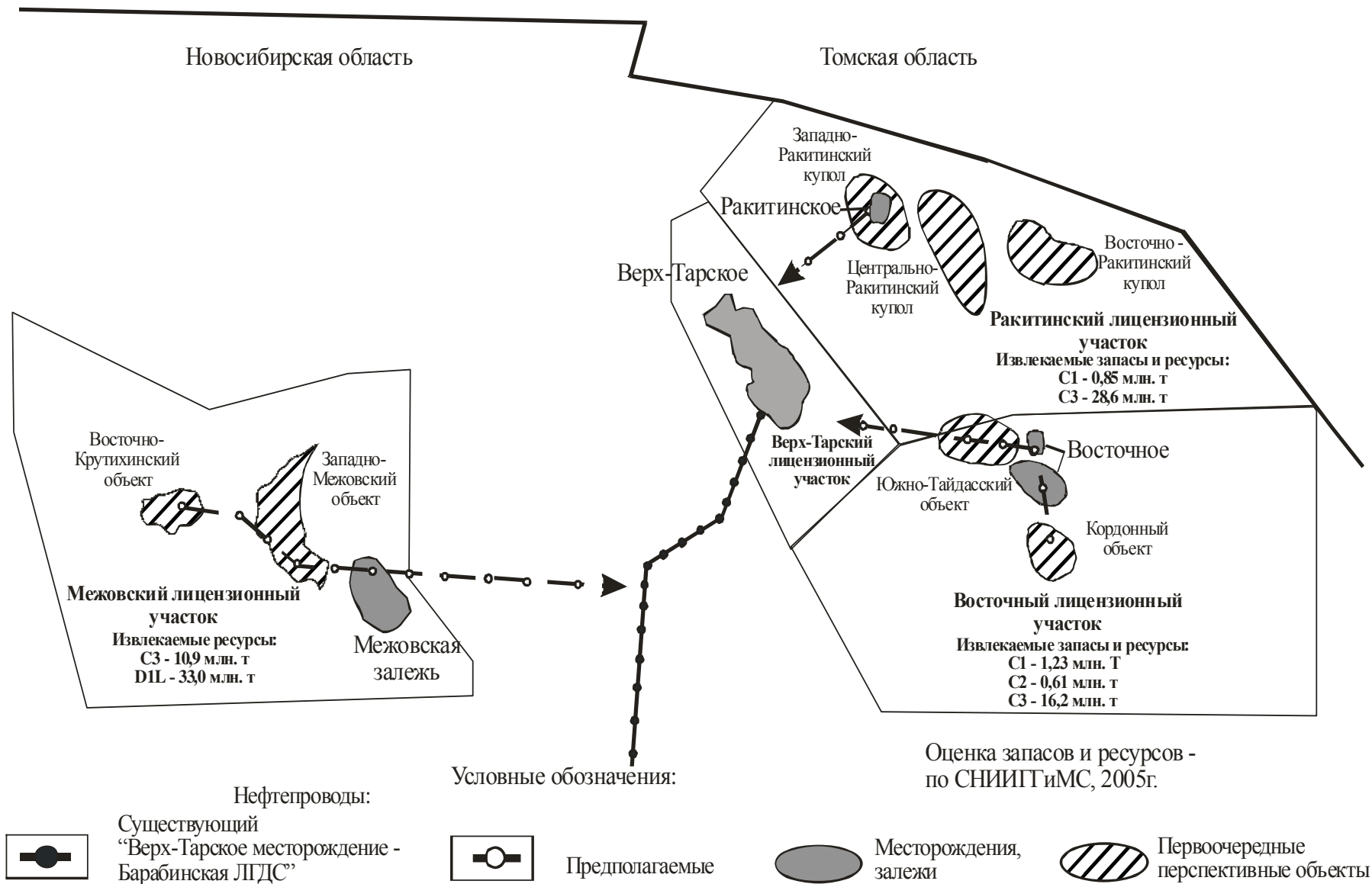


Рис. Схема развития нефтедобычи ОАО "Новосибирскнефтегаз"

Таблица. Прогноз уровня добычи нефти на объектах ОАО "Новосибирскнефтегаз"

Объекты разработки	Ученные при расчетах добычи запасы и ресурсы на 01.01.2006, тыс. тонн				Объемы добычи по годам, тыс. тонн														
	C ₁	C ₂	C ₃	D ₁	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Верх-Тарское месторождение	28526	2326			1754	2259	2569	2877	2921	2636	2187	2168	1569	1210	964	790	663	561	487
Ракитинский, западный купол	600		7349					66	230	412	503	457	347	295	251	213	181	154	131
Западно-Межовская НАЛ				12239						41	205	349	479	390	272	204	153	115	86
Восточно-Крутихинское поднятие				7163								33	197	197	173	153	134	118	104
Восточное м-е и Ю-Тайдасский объект	1977		5520										78	243	379	470	437	315	224
Ракитинский, центральный купол			11439											80	241	404	503	468	359
Кордонный объект			9744														44	204	378

Всего

1754 2259 2569 2943 3151 3089 2895 3007 2670 2415 2280 2234 2115 1935 1769

На территории Восточного участка перспективы подготовки объектов для разработки связываются с палеозойским горизонтом «М». С учетом запасов Восточного месторождения к разработке может быть подготовлено 6-8 млн. тонн запасов по категориям C_1+C_2 . Первоочередным рассматривается Южно-Тайдасский объект, располагающийся в непосредственной близости от залежей Восточного месторождения. Его опытно-промышленная эксплуатация планируется на 2014 год, а максимальный уровень добычи (470 тыс. тонн) будет достигнут в 2017 году. Через четыре года в эксплуатацию будет введен Кордонный объект, располагающийся на склоне Калгачского выступа.

Вовлечение в разработку охарактеризованных объектов потребует создания соответствующей инфраструктуры. По территории Ракитинского, Межовского и Восточного лицензионных участков необходимо будет проложить напорные нефтепроводы до действующего нефтепровода Верх-Тарское месторождение-Барабинск, который сохранит свое главенствующее значение. Пропускная способность и маршруты новых нефтепроводов будут определяться по результатам поисково-разведочных работ. Последовательное вовлечение в разработку намеченных объектов позволит ОАО «Новосибирскнефтегаз» до 2020 года поддерживать ежегодную добычу на уровне не ниже 1750 тыс. тонн. Дальнейшие перспективы добычи нефти связываются с подготовкой залежей в отложениях нижней-средней юры, а также с объектами лицензионных участков нераспределенного фонда, в аукционах на право геологического изучения которых, как указывалось выше, ОАО «Новосибирскнефтегаз» будет принимать участие.

© Р.Р. Булгаков, С.Л. Легеза, В.Б. Хмелевский, 2006

УДК 622.276
А.Я. Хавкин
ИПНГ РАН, Москва

ДОРАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ С УЧЕТОМ ДИСПЕРСНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ

остаточные запасы нефти в заводненнх зонах составляют более 20% всех геологических запасов нефти России. Повышение эффективности доразработки заводненнх зон связано с созданием технологий разработки, учитывающих геолого-физические особенности коллектора и распределение в нем остаточной нефти.

В результате многолетних исследований особенностей вытеснения нефти в пористых средах при лабораторном моделировании и на многих промысловых материалах было установлено, что в пористых средах происходит макродиспергирование нефти, определяемое, в первую очередь, капиллярным гистерезисом в системе «нефть-вода-порода» [1-5]. Обоснованная автором

закономерность вытеснения нефти в пористых средах была признана открытием [3].

По мнению автора, недостаточная эффективность доработки связана, в первую очередь, с учетом макродисперсности вытесняемой нефти. Особенности учета макродиспергирования видны из следующего примера. Если характерный размер макродисперсного равновесного целика составляет 3 м, то два целика размером по 2 м будут неподвижны, а один размером 4 м - подвижен.

Характерный пример из промыслового опыта. По традиционным представлениям прокачка воды должна приводить к доизвлечению нефти, но если нефть равновесно удерживается в макродисперсном состоянии, то даже при высокой остаточной нефтенасыщенности прокачка воды не будет приводить к доизвлечению нефти. И только учет особенностей распределения макродисперсного состояния нефти позволит обосновать эффективную технологию ее добычи. В этой связи становится понятной недостаточная эффективность уплотнения сетки скважин, например, на Ромашкинском месторождении относительно предварительных оценок (сетка уплотнена более чем в 3 раза). Также понятна роль нестационарных технологий - виден существенный прирост в нефтеотдаче за счет влияния на подвижность диспергированной нефти.

Выделим следующие принципиальные позиции по вопросу анализа распределения остаточной нефти.

1. Традиционно анализировалось распределение остаточных запасов нефти только по величине нефтенасыщенности. Нужно учитывать макродиспергирование нефти и анализировать распределение остаточных запасов по размерам нефтяных кластеров (целиков, ганглий).

2. Учет макродиспергирования нефти нужно проводить с самого начала анализа разработки месторождения.

3. Эффективность технологий доработки существенно зависит от параметров дисперсного состояния остаточной нефти.

4. Для поиска эффективных рекомендаций по доработке заводненных месторождений, такой анализ необходимо провести по всем месторождениям.

Рассмотрим эти тезисы подробнее.

Основой проектирования разработки нефтяных месторождений являются представления о многофазной фильтрации в пористых средах, на базе которых создаются методики определения технологических показателей разработки при различных способах поддержания пластового давления. За время работы в нефтяной отрасли у автора сформировалось устойчивое убеждение в том, что несовпадение результатов расчетов технологических показателей добычи нефти с фактическими, объясняется не только и не столько малой точностью численных схем, невысокой надежностью значений ряда геолого-технологических параметров системы разработки, сколько недостаточно глубокими представлениями о физико-химических основах процесса многофазной фильтрации.

До тех пор пока изучались и проектировались относительно простые процессы поддержания пластового давления в относительно хороших геолого-физических условиях (заводнение или закачка полимерных растворов в коллекторах с малой расчлененностью и высокой проницаемостью), расчеты на базе традиционных моделей типа Баклея-Левретта с традиционно замеренными фазовыми проницаемостями устраивали проектировщиков.

Переход к более сложным процессам воздействия и коллекторам с малой проницаемостью привел к тому, что для близкого совпадения расчетных и фактических данных потребовалось ввести зависимость фазовых проницаемостей от проницаемости пористой среды, ее вещественного состава, скорости вытеснения и капиллярных сил.

Иными словами, все наше незнание о физических основах процесса многофазной фильтрации в пористой среде стали учитывать путем различных модификаций вида фазовых проницаемостей. В простых случаях этот путь оказался результативен. В сложных случаях - приводил к тому, что необходимая для адекватного определения фазовых проницаемостей и расчета по ним информация могла быть получена только через нефтеотдачу (добычу нефти), т. е. ту величину, для определения которой фазовые проницаемости предназначались.

Анализ ситуации привел автора к выводу, что это связано с закономерностью вытеснения нефти из пористых сред [1-5].

Традиционные обобщения закона Дарси на случай вытеснения нефти водными растворами (модель Баклея-Левретта и ее развития) постулировали, что при этом каждая фаза движется по своей системе поровых каналов. Это позволяло считать, что каждая фаза образует свой отдельный континуум (кластер) на всей длине от точки закачки до точки отбора, что основным аргументом у фазовых проницаемостей является значение насыщенности пористой среды данной фазой, что различие давлений в фазах можно учесть капиллярным давлением на разделе фаз, и на этой основе проводить расчеты технологических показателей. В целом такая концепция позволяла сводить экспериментальные исследования особенностей применения различных агентов вытеснения нефти к определению их относительных фазовых проницаемостей.

Однако эти традиционные представления о многофазной фильтрации в пористых средах не позволяли ответить на ряд принципиальных вопросов разработки месторождений по влиянию проницаемости пласта на нефтеотдачу, роли абсолютных значений вязкостей фаз, плотности сетки скважин, темпа разработки. В ряде случаев предлагаемые для опытно-промышленных работ новые технологии не обеспечивают ожидавшиеся на основе модельных расчетов значения технологических показателей.

Основное внимание долгое время уделялось созданию гидродинамики процессов вытеснения нефти физико-химическими агентами (т.е. усложнению моделей типа Баклея-Левретта с учетом существующих оценок влияния физико-химических явлений в нефтяных пластах на процессы вытеснения нефти). А для понимания и прогнозирования доработки нефтяных пластов необходимо уделить внимание физико-химической

гидродинамике процессов вытеснения нефти (т.е. учитывать влияния физико-химических процессов в нефтяных пластах на процессы вытеснения нефти на основе базовых результатов физико-химии).

Нефтяной пласт представляет собой высокодисперсную систему с большой поверхностью границ раздела фаз и огромным скоплением 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) [6].

Критика концепции фазовых проницаемостей имеется в отечественных и зарубежных работах [7, 8], где отмечено, что в зависимости от распределения фаз в поровом пространстве замеренная фазовая проницаемость по нефти может составлять от 0 до 100% реальной проницаемости пористой среды. Известен большой объем фактических и экспериментальных данных, показывающих, что эффективность вытеснения нефти водой зависит от скорости вытеснения, капиллярных сил, вязкостей воды и нефти, свойств пористой [4].

Концепция фазовых проницаемостей была весьма конструктивна для лабораторных моделей и хороших геолого-физических условий.

В целом же, для процессов разработки реальных пластов, она неверна.

Если определять фазовые проницаемости путем закачки в образец смеси нефти и воды в определенной пропорции, то постулирование движения нефти и воды по своей системе поровых каналов для скоростей фильтрации фаз будет справедливо. Если же вытеснять нефть из образца только водной фазой, то она оттеснит подвижную нефть от входного сечения и фильтрация нефти уже не будет происходить по своей системе поровых каналов, а будет определяться химико-гидродинамическими свойствами водной фазы. Еще более нереально говорить о совместном течении по своим системам поровых каналов в призабойных зонах нагнетательных скважин. При этом итоговые перепады давления, действующие на водную ΔP_v и нефтяную ΔP_n фазы оказываются существенно различными из-за логарифмической зависимости давления в призабойной зоне скважин.

Следовательно, давления в фазах будут зависеть не только от капиллярных сил, но и от состояния нефти и воды в призабойной зоне.

Анализ физико-химической литературы показал, что при контакте воды и нефти происходит диспергирование последней. С учетом этого автором была сформулирована закономерность вытеснения нефти в пористых средах, заключающаяся в том, что при вытеснении нефти из пласта путем нагнетания в него водного раствора нефть диспергируется на отдельные части (агрегаты, ганглии, блобы, целики, кластеры - макродиспергируется), распределение которых по размерам определяется капиллярным гистерезисом P_{12} в системе нефть-вода-порода [1-5].

Причины дисперсности системы «нефть-вода-порода»: 1. Капиллярный гистерезис. 2. Малый размер поровых каналов. 3. Многомодальность

распределения пор по размерам. 4. Наличие глинистых минералов в вещественном составе породы. 5. Повышенная начальная водонасыщенность. 6. Зарядовые взаимодействия в системе «нефть-вода-порода». 7. Изменчивость минерального состава закачиваемой воды. 8. Многофазность насыщения.

Капиллярный гистерезис существенно влияет на процессы двухфазной фильтрации в случае, когда в ходе процесса насыщенность меняется немонотонным образом [2-4], в частности, когда изменяется направление вытеснения, приводя к гистерезису относительных фазовых проницаемостей f_i . Чтобы учесть капиллярный гистерезис, в уравнения процесса вводят зависимость f_i и капиллярного давления P еще и от знака изменения водонасыщенности.

Основной причиной отличия результатов эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов при переходе от лабораторных к промысловым условиям является влияние объемности течения в реальных пластах, неоднородности как структуры коллектора, так и насыщения его нефтью.

Сложная картина линий тока в реальном коллекторе резко отличается от таковых в лабораторных моделях пласта, чаще всего представляющих собой цилиндрические трубки. Вместе с тем, концепция фазовых проницаемостей применяется для расчетов процессов вытеснения нефти при различной геометрии области фильтрации и различных размерах расчетной ячейки, что заставило ввести коэффициенты охвата, сетки и т.п. Все это указывает на геометрические ограничения применимости концепции фазовых проницаемостей при моделировании процессов вытеснения нефти в пористых средах.

При извлечении нефти из пласта в начальный период разработки основная часть нефти представлена в виде связной фазы (крупных кластеров), которая движется как единый поток. По мере извлечения нефти доля крупных кластеров уменьшается и возрастает доля целиков, из которых все большую часть приобретают неподвижные. Предельное состояние пласта характеризуется существованием нефти только в виде неподвижных целиков (определяющих конечную нефтеотдачу). Следовательно, мероприятия по увеличению нефтеотдачи должны поддерживать существование нефти в виде связной фазы (крупных кластеров) и уменьшать долю неподвижных целиков нефти.

Основываясь на влиянии капиллярных сил на фазовые проницаемости для повышения нефтеотдачи (в соответствии с механистическими моделями) рекомендовалось снижать $\sigma \cos(\theta)$, т.е. уменьшать σ и $\cos(\theta)$.

Выяснение определяющей роли капиллярного гистерезиса показывает, что снижать капиллярный гистерезис можно как уменьшая значения поверхностного натяжения на отступающей σ_1 и наступающей σ_2 частях ганглии, так и приближая отступающий θ_1 и наступающий θ_2 углы. Это позволяет, с одной стороны, расширить область увеличивающих нефтеотдачу реагентов и технологий, а, с другой стороны, еще раз проанализировать влияние уже используемых.

Размеры двигающихся целиков нефти в пласте могут иметь размеры порядка десятков метров, что сравнимо с размерами зоны сорбции различных химреагентов. В то же время, реализовать такие линейные размеры в лаборатории затруднительно: максимальная длина моделей из составных кернов или набивки песка составляет, как правило, 2-3 метра.

Таким образом, учет макродисперсности нефти в коллекторе весьма важен для принятия адекватных технологических решений.

Проведенные исследования доказывают необходимость учета дисперсности пластовых систем «нефть-вода-порода» для более адекватного обоснования технологий с учетом современной структуры запасов нефти и методов воздействия на пласт.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Хавкин А.Я. Модель вытеснения нефти в пористых средах // ДАН, 1998, т.358, № 2, с.193-195.
2. Хавкин А.Я. О роли дисперсности системы «нефть-вода-порода» в процессах вытеснения нефти из пористых сред // РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, сер. Академические чтения, вып.19, М.: Нефть и газ, 1998, 64с.
3. Хавкин А.Я. Закономерность вытеснения нефти в пористых средах // Научные открытия. Сб. кратких описаний за 1998г., М.-Н.Новгород: РАЕН, 1999, с.53-54.
4. Хавкин А.Я. Гидродинамические основы разработки залежей нефти с низкопроницаемыми коллекторами // М.: МО МАНПО, 2000, 525с.
5. Havkin A.Ya. Multifase transport in porous media model based on formation in-situ oil dispersion // Program and Abstracts 8th International Conference on Surface and Colloid Science, 13-18 February 1994, Adelaide, South Australia, p.94.
6. Чураев Н.В. Физико-химия процессов массопереноса в пористых средах // М., 1990, 272 с.
7. Ali J.K. Development in measurement and interpretation techniques in coreflood tests to determine relative permeabilities // V LACPEC, Brazil, 1997, SPE 39016, 15p.
8. Бабалян Г.А. Вопросы механизма нефтеотдачи // Баку, Азнефтеиздат, 1956, 254с.

© А.Я. Хавкин, 2006

УДК 622.279+550.83

А.Я. Хавкин

ИПНГ РАН, Москва

РЕАЛЬНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ И ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ

Извлекаемые запасы на нефтяных объектах определяются достигаемым значением КИН при окончании реализации проекта разработки месторождения по технологическим и/или экономическим критериям.

Технологически извлекаемые запасы определяются технической возможностью реализации методов извлечения нефти, что для нефтяных месторождений означает достижение обводненности добываемой нефти 99% [1].

Для оценки рентабельности варианта разработки традиционно рекомендуется вычислить дисконтированный поток наличности (NPV), при положительном дисконтированном потоке наличности NPV с нормативом дисконтирования потока наличности q внутреннюю норму доходности вложений (IRR), индекс доходности [1-3]. Критериями рентабельности варианта разработки являются условия $NPV > 0$, $PI > 1$ и $IRR > q$ [1-4].

Экономическим критерием извлекаемых запасов традиционно принимается величина КИН в год перед появлением отрицательных потоков наличности NV после срока окупаемости проекта [1-3]. Этот год - T_M . Значение КИН при $T = T_M$ традиционно принимают как технико-экономический КИН [1, 3].

Разработка месторождений требуют тщательной оценки ее рентабельности из-за значительности инвестируемых средств и длительности сроков. Важно правильно выбрать те технологии, которые позволят экономически эффективно повысить извлекаемые запасы на объектах разработки.

При реализации инвестиционного проекта разработки месторождения недропользователю (инвестору), когда государство выдает ему лицензию на право разработки месторождения, важна не только стоимость проекта в начале его реализации, но и реальные потоки денег в последующие годы, и скорость нарастания этих потоков – внутренняя норма доходности (рентабельности). Без этого не определить привлекательность инвестиционного проекта.

Для государства же важны налоги с доходов от реализации проекта, а если важен сам продукт проекта, то это надо учитывать в стоимости этого продукта.

Использование IRR для оценки внутренней нормы доходности приводит к перекосу в выборе рациональных вариантов реализации инвестиционных проектов [5-7]. Действительно, внутренняя норма доходности IRR характеризует не проект, а гипотетический банк с нормой доходности IRR . А внутренняя норма доходности проекта должна характеризовать рентабельность именно проекта при банковской норме доходности q как на инвестиции, так и на вложенные в банк средства.

Для определения реальной внутренней нормы рентабельности $IRRR$ рассмотрим другие показатели. Срок окупаемости проекта (T_O) – наименьшее число лет, за которые вложения окупаются, т.е. $NPV_{T_O} = 0$. Период вложения инвестиций (T_I) – последний год, когда значение NV_t и NPV_T отрицательны. Отметим, что T_I меньше срока окупаемости проекта T_O , а T_M больше T_O .

Для реальной оценки значимости вариантов реализации инвестиционного проекта, расчет дисконтированного дохода надо приводить к текущему году T [5-7], что не противоречит государственным нормативным документам и международным рекомендациям [1-4].

Приведенные к текущему году T затраты NFV_T определяются по формуле

$$NFV_1 = NV_1; NFV_T = NFV_{T-1} \cdot (1+q) + NV_T$$

Срок окупаемости проекта T_O будет определяться соотношением $NFV_{T_O} = 0$. Экономический предел реализации проекта – год T_E , когда NFV_{T_E} снова станет равным нулю после T_O и T_M [5-7].

Введем NFV_T^+ - дисконтированная к концу текущего года сумма потоков наличности NV после периода инвестирования T_I . Будем считать, что значения NV приведены к концу каждого года. Значение NFV_T^+ следующее:

$$NFV_{T_I}^+ = 0; NFV_T^+ = NFV_{T-1}^+ \cdot (1+q) + NVF_T.$$

Реальная норма доходности IRR_T будет определяться по формуле

$$NFV_T^+ = \sum_{t=1}^T NV_t (1 + IRR_T)^{T-t}$$

В формуле для IRR поток NV_t считается полученным в конце года и что он учитывает инвестиционную составляющую (дисконтированные прибыль или убыток) [5-7].

Рентабельный срок реализации проекта $T_{рен}$, больший T_m , определяется соотношением [5-7]:

$$IRR_{T_{рен}} = q$$

Утвержденный (согласованный) срок реализации проекта T_u будет определяться максимизацией дохода заинтересованных сторон (недропользователя и государства), но T_u не будет больше $T_{рен}$.

Проанализируем пример разработки нефтяной залежи. В таблице приведены значения коэффициента нефтеотдачи COR , обводненности продукции F , NV_t , NPV_T , IRR , NFV_T , q_T - нормы роста накопленного дохода NFV_T ($q_T = NFV_T/NFV_{T-1} - 1$), NFV_T^+ , IRR_T , SV_t - накопленного дохода государства.

Значения NV_t и NPV_t приведены к началу первого года реализации проекта, а NFV_T^+ и NFV_T приведены к текущему году T с нормой дисконтирования $q=10\%$. Динамика технико-экономических показателей проекта приведена на рисунке.

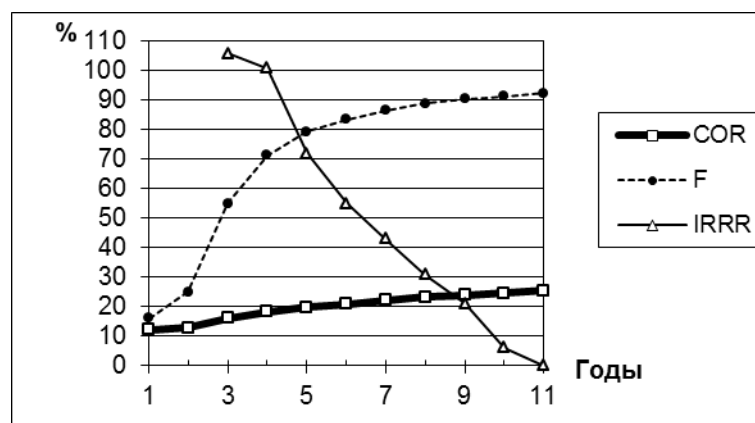


Рис. Динамика технико-экономических показателей проекта

Из таблицы видно, что даже тогда, когда накопленный доход сравнялся с расходами на реализацию проекта ($IRR = 0$), значение IRR говорит о рентабельности проекта выше q . Поэтому обоснование рентабельности добычи нефти возможно только на основе IRR (реального учета денежных потоков).

В рассматриваемом проекте нефтеотдача при обводненности продукции 99% составляет 30,6%. Такое значение COR определяет «технологически»

извлекаемые запасы, хотя без учета финансовых затрат извлечь можно почти 100%.

Таблица 2. Техничко-экономические показатели реализации технологии

Годы	COR %	F %	NV_t т\$	NPV_T тыс.\$	IRR %	NFV_T тыс.\$	q_T %	NFV_T^+ тыс.\$	$IRRR$ %	SV_T т\$
1	12,1	16	-110	-100	-	-110	-	-	-	239
2	12,9	25	-152	-225	-	-272	-	-	-	916
3	16,0	55	777	359	106	478	186	777	106	2759
4	18,2	71	656	807	147	1182	147	1511	101	4125
5	19,9	79	87	861	149	1387	17	1749	72	5154
6	21,0	84	-63	825	148	1463	5	1861	55	5864
7	22,3	87	-224		147	1385	-5	1823	43	6670
8	23,3	89	-529		146	994	-28	1476	31	7261
9	24,0	90	-552		145	541	-46	1072	21	7741
10	24,7	91	-752		12	-157		426,9	6	
11	25,4	92	-937		18	-1109		-467	0	

На пятый год, когда нормативные документы рекомендуют прекращать реализацию проекта, значение недропользователя и государства, что значительно меньше 30,6%. Более того, обводненность продукции F на 5 год составляет только 79%. При $T = 5$ имеем $IRRR_{T=5} = 72\%$ (таблица). Таким образом, реальная внутренняя норма рентабельности проекта при $T = 5$ равна 72%, а не 149% (таблица). $COR_{T=5} = 19,9\%$.

Из таблицы видно, что IRR не учитывает изменение q_T - нормы роста накопленного дохода NFV_T . При $T = 5$ значение q_T равно 17%, что значительно меньше его значения 147% при $T = 4$. Однако IRR_5 больше IRR_4 . А вот $IRRR$ уменьшается вместе с q_T . Исходя из значения $q_{T=5}$ довольно вероятен следующий сценарий развития проекта – реализация проекта будет остановлена на 4 год его реализации, а полученный доход будет вложен в другой проект, дающий намного большее чем $q_{T=5} = 17\%$ значение нормы доходности на вложенные средства. Это означает, что ограничение снизу значения доходности, необходимого недропользователю, приведет к уменьшению «экономически обоснованного» COR , а, следовательно, «экономически обоснованных» извлекаемых запасов.

Изложенное показывает, что понятие «экономически обоснованные» извлекаемые запасы требует уточнения.

Основываясь на значении $IRRR$ видно, что экономический предел реализации проекта наступает при $T = 11$, т.е. $T_E = 11$. Следовательно, экономически обоснованные извлекаемые запасы определяются $COR = 25,4\%$, что значительно меньше 30,6%. Обводненность продукции F на 11 год составляет 92% (таблица), что значительно меньше 99%.

Также основываясь на значении $IRRR$ можно заключить, что $T_{рен} = 9$ (таблица). Назовем извлекаемые запасы при $IRRR_{T_{рен}} = q$, реальными извлекаемыми запасами. Реальные извлекаемые запасы определяются $COR = 24\%$, $F_{T=9} = 90\%$.

Как видно из таблицы, значение $IRRR$ уменьшается до нуля при $T = 11$, а вот значение $IRR_{T=11}$ больше 10%. Это означает, что даже тогда, когда накопленный доход сравнялся с расходами на реализацию проекта ($NFV = IRRR = 0$), значение IRR говорит о рентабельности проекта выше q .

По-видимому, значения реальных извлекаемых запасов (точнее величину нефтеотдачи при $IRRR_{Tрен} = q$) и экономически извлекаемых запасов (точнее величину нефтеотдачи при $IRRR_{Tрен} = 0$) необходимо указывать в проектах также, как и величину технологического COR .

Основываясь на значении $IRRR$ можно поставить вопрос о разработке месторождения не до получения отрицательных потоков наличности, а до достижения согласованной недропользователем и государством рентабельности проекта. При обосновании утверждаемой рентабельности проекта разработки важно обеспечить гармонизацию интересов недропользователя и государства.

Например, если согласовать реальную рентабельность проекта на уровне 40% (что является весьма высоким значением рентабельности), то разработка месторождения в рассматриваемом проекте будет продолжена не до пятого года, а до седьмого. Извлекаемые запасы будут определяться $COR_{T=7} = 22,3\%$. Если же согласовать реальную рентабельность проекта на уровне 30%, что также является весьма высоким значением рентабельности, то разработка месторождения будет продолжена до восьмого года, и извлекаемые запасы будут определяться $COR_{T=8} = 23,3\%$.

Как видно из таблицы, при этом будут получены дополнительные доходы в бюджет: SV_T вырастет на 29% при продолжении добычи до $IRRR = 40\%$, и на 41% при продолжении добычи до $IRRR = 30\%$.

К трудноизвлекаемым запасам обычно относят запасы в месторождениях с низкопроницаемым коллектором, с высоковязкой нефтью, в подгазовых зонах [8, 9]. Однако льготы на трудноизвлекаемые запасы из формулировки закона «О недрах» впоследствии исчезли [9], по-видимому из-за непонимания экономистами этих терминов.

Исходя из предложенного подхода вычисления реальной рентабельности разработки, можно получить определение экономически трудноизвлекаемых запасов. К экономически трудноизвлекаемым запасам нефти следует отнести запасы, для которых максимальное значение $IRRR$ меньше q при всех возможных технологических решениях, в том числе с учетом внешних факторов, включая внешние технологии (переработку нефти, извлечении попутных компонент и т.п.) [5-7].

Экономически трудноизвлекаемые запасы – это запасы, рентабельность разработки которых не превосходит банковской нормы доходности при любой современной технологии. Если максимальное значение $IRRR$ при всех вариантах будет меньше q , тогда следует рассмотреть льготное налогообложение.

Решением круглого стола РАЕН «Проблемы взаимоотношения государства и нефтяного бизнеса» предложенные автором определения реальноизвлекаемых и трудноизвлекаемых запасов рекомендовано ввести в практику [10].

Использование критерия рентабельности разработки запасов позволит повысить выработку месторождений и ввести в правовое поле налоговые льготы по разработке экономически трудноизвлекаемых запасов нефти и газа.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений РД-153-39-007-96 // М., Минтопэнерго РФ, 1996, 205 с.
2. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов / Минэкономики РФ, Минфин РФ // М., Экономика, 2000, 421с.
3. Андреев А.Ф. Оценка эффективности и планирование проектных решений в нефтегазовой промышленности // М.: ГАНГ им. И.М. Губкина, 1997, 276с.
4. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов: теория и практика // М.: Дело, 2001, 832с.
5. Хавкин А.Я. Извлекаемые и трудноизвлекаемые запасы нефти // ТЭК, 2002, № 2, с. 28–29.
6. Khavkin A.Y. The Modern Trend in Estimation of EOR/IOR Technologies Profitability // 13-th European Symposium on Improved Oil Recovery. Budapest, Hungary, 25-27 April 2005, D27, 8p.
7. Хавкин А.Я. Геолого-физические факторы эффективной разработки месторождений углеводородов // М.: ИПНГ РАН, 2005, 312с.
8. Приказ Министерства природных ресурсов РФ от 13.02.1998г. № 41 «О временных критериях отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых».
9. Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992г. № 2395-1 (в редакции ФЗ от 03.03.1995 № 27-ФЗ с изменениями на 29.05.2002г.).
10. Материалы круглого стола РАЕН «Проблемы взаимоотношения государства и нефтяного бизнеса» // Наука и технология углеводородов, 2003, № 2, с.47–49.

© А.Я. Хавкин, 2006

УДК 622.323

В.А. Крюков, А.Н. Токарев

ИЭОПП СО РАН, Новосибирск

ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

К элементам специализированного экономико-правового пространства (институциональных условий) в нефтегазовом секторе (НГС) следует отнести нормативные и правовые акты в сфере недропользования (регламентирующие процессы освоения ресурсов недр и добычи минерального сырья), блоки законодательства по вопросам налогообложения и ценообразования.

Неполнота системы базовых и комплиментарных институтов, определяющих процесс освоения и использования ресурсов углеводородного сырья (УВС) привели к тому, что в России сложилась мягкие институциональные условия. Это означает,

что совокупность норм и правил позволяют недропользователям рассчитывать на получение стабильно высокой и устойчивой прибыли, несмотря на объективно складывающиеся неблагоприятные условия процессов воспроизводства в НГС.

Подобная ситуация связана с тем, что законодательство отличается фрагментарным (не системным) характером и не содержит инструментов для обеспечения эффективного государственного контроля за полным и своевременным исполнением обязательств пользователя недр, существующих у него в силу законодательства о недрах.

При этом важно, что степень жесткости институциональных условий влияет на поведение хозяйствующих субъектов при разработке участков недр, которое в свою очередь отражается на темпах и объемах ГРП; динамике добычи УВС; возможностях налоговой оптимизации. В результате жесткость институциональных условий в НГС во многом определяет общественную ценность, социально-экономические выгоды (СЭВ) освоения ресурсов УВС.

К особенностям функционирования НГС в мягких институциональных условиях следует отнести нерациональное с позиций общества освоение недр, налоговую «оптимизацию», что ведет к значительному сокращению социально-экономических выгод освоения ресурсов углеводородного сырья.

Важнейшей особенностью институциональной среды в нефтегазовом секторе России является относительно высокая степень автономности норм и правил, регламентирующих процесс освоения и разработки месторождений, от норм и правил, определяющих особенности налогообложения. Именно в силу данной причины поведение компаний характеризуется активным применением трансфертных цен, различными формами «оптимизации» налоговой нагрузки. Поэтому к важнейшим особенностям институциональных условий в нефтегазовом секторе необходимо также отнести и степень взаимной связи и взаимной обусловленности норм и правил в сфере эффективного использования ресурсов недр, с одной стороны, и норм и правил, определяющих особенности налогообложения недропользователей, с другой.

Проявлением мягких институциональных условий в НГС России является существенный отрыв практики разработки от требований рационального освоения месторождений углеводородов. Нередко компании считают возможным вести эксплуатацию недр по своему усмотрению, без проектного документа или с нарушением требований этого документа, что зачастую ведет к снижению степени извлечения запасов нефти. В мировой практике, все технологии, применяемые для разработки недр, проходят государственную экспертизу и находят отражение в соответствующих нормах и правилах освоения и разработки месторождений. За грубые нарушения подобных норм и правил в мировой практике предусматриваются жесткие экономические санкции.

Реализация более жестких институциональных условий предполагает и повышенные издержки со стороны со стороны государства. В то же время реализация более сложных и более гибких мер в сфере контроля и мониторинга процессов освоения и разработки, несмотря на повышенные издержки на эти цели,

позволяет в большей степени учитывать интересы государства (как собственника недр).

При наличии мягких институциональных условий недропользователи ориентируются преимущественно на текущие коммерческие приоритеты и в гораздо меньшей степени «стеснены» нормами и правилами государственного регулирования. В такой ситуации поведение компаний характеризуется тем, что они ориентируются на то, чтобы:

- Осуществлять добычу углеводородов с широким применением методов интенсификации с начала разработки месторождений (что, как правило, ведет к снижению уровня извлекаемых запасов);
- Инвестировать только в ту часть проекта разработки месторождения, которая позволяет извлекать наиболее привлекательную с экономической точки зрения часть запасов углеводородов; такое поведение недропользователя направлено на достижение высокого уровня рентабельности, снижение сроков окупаемости проекта и, соответственно, уровня риска;
- Минимизировать затраты на природоохранные мероприятия.

Налоговая политика при мягких институциональных условиях характеризуется:

- Широким применением процедур трансфертного ценообразования, что позволяет снижать уровень налоговой нагрузки;
- Эскалацией «отчетных» издержек. Это ведет к снижению налоговой нагрузки в случае применения систем налогообложения на основе чистого дохода, уменьшается «эффективная» ставка налога на прибыль, налога на сверхприбыль или налога на дополнительный доход (в случае их применения);
- Возможностью управления технологическими параметрами (например, производительностью скважин) с целью минимизации уровня налогообложения (в случае зависимости ставки налога на добычу от производственных параметров).

Для анализа влияния жесткости институциональных условий на процесс освоения месторождений углеводородного сырья был разработан методический подход. Данный подход позволяет моделировать поведение компании, осуществляющей освоение и разработку нефтяного месторождения, при изменении институциональных условий (рис. 1).

Сравнительная оценка различных институциональных условий в сфере недропользования проводилась в рамках ряда сценариев. Особенности сценариев определяются: (а) условиями в сфере налогообложения и (б) степенью жесткости институциональных условий в сфере недропользования.

Результаты расчетов подтверждают вывод о том, что повышение жесткости институциональных условий в сфере недропользования без синхронного повышения гибкости системы налогообложения может привести к тому, что разработка части месторождений (не высокорентабельных) станет неэффективной с точки зрения инвестора. С другой стороны, повышение гибкости системы налогообложения без повышения жесткости институциональных условий в сфере недропользования приводит к тому, что компании получают «лишние» льготы (т.е. они не оказывают положительного влияния с точки зрения государства на процессы освоения и разработки месторождений).

В то же время, как следует из результатов расчетов, применяемая в настоящее время в нефтегазовом секторе России система налогообложения является далеко не самым рациональным вариантом с точки зрения учета интересов государства. При наличии более жестких институциональных условий в сфере недропользования и при применении гибких процедур изъятия доходов рентного характера государство может получить существенно большие выгоды.

Напротив, изолированное повышение степени жесткости институциональных условий в сфере недропользования (без реализации мер, направленных на повышение гибкости налоговой системы) может привести к снижению добычи нефти на малорентабельных объектах. Например, более мягкие институциональные условия и в сфере недропользования и в сфере налогообложения позволяют рентабельно разрабатывать маргинальные месторождения и поддерживать устойчивое функционирование нефтегазового сектора и в условиях низких цен на углеводороды.

При смягчении институциональных условий государство, с одной стороны, уменьшает свои транзакционные издержки, но с другой стороны несет значительные потери в связи с применением менее рационального режима недропользования.

При оценке выгод с точки зрения добывающих регионов важное значение имеет то, что именно регионы несут дополнительные экологические и социальные нагрузки при освоении недр. Зачастую результаты воздействия недропользователей на состояние окружающей среды, формирование условий развития экономики и социальной сферы носят необратимый характер (с точки зрения реального обозримого временного горизонта). В связи с этим регионы должны напрямую получать часть доходов рентного характера, а также принимать активное участие в регулировании недропользования (особенно на поздних стадиях освоения месторождений). Это означает, что регионы должны участвовать в мониторинге и контроле процессов освоения и разработки и нести часть соответствующих специфических транзакционных издержек.

Получение повышенной социально-экономической отдачи при ужесточении институциональных условий в России во многом зависит от решения проблемы делегирования части функций и полномочий с федерального уровня на региональный. Представляется целесообразным, чтобы контроль за выполнением, например, природоохранных требований преимущественно осуществлялся на региональном уровне. Также возможно делегирование полномочий региону по установлению в определенных случаях более жестких, более специфических норм и правил в этой сфере. Такая практика имеет место в ряде государств с федеративным устройством, например, в Канаде. Повышение степени жесткости институциональных условий невозможно без расширения полномочий региональных органов власти в процессах управления фондом недр, прежде всего, в обеспечении полного и своевременного выполнения обязательств компаниями-недропользователями.

На наш взгляд, основные направления изменения институциональной системы в рассматриваемой области с точки зрения достижения обществом максимальных социально-экономических выгод должны исходить из следующих предпосылок:

- Перехода от мягких институциональных условий к более жестким;
- Перехода от унифицированного (негибкого) налогообложения к более гибкому, основанному на экономическом подходе.

Результаты расчетов позволяют сделать следующие выводы относительно целесообразной логики институциональных преобразований в сфере недропользования.

- По мере повышения степени жесткости институциональных условий (при прочих равных условиях) уменьшается рентабельность освоения недр для инвесторов.

- По мере повышения жесткости институциональных условий специфические транзакционные издержки государства, связанные с мониторингом и контролем, значительно возрастают.

- Повышение степени жесткости институциональных условий ведет к росту выгод государства (в случае сохранения приемлемой рентабельности проекта для инвесторов). При этом рост степени жесткости институциональных условий применительно к месторождениям, находящимся на поздних стадиях освоения и низкорентабельным, должен быть «компенсирован» повышением гибкости системы налогообложения. В этом случае государство в целом и регионы получают реальные дополнительные выгоды.

Основные выгоды и издержки, связанные с формированием и поддержанием системы дифференцированного налогообложения, позволяют рассматривать государство и нефтегазовый сектор как партнеров, интересы которых совпадают по широкому спектру вопросов. Проводя преобразования в нефтегазовом секторе (включая разработку и реализацию дифференцированных подходов к налогообложению нефтегазового сектора), государство должно ориентироваться на эффективность проводимой политики, т.е. учитывать соотношение потенциальных выгод и издержек для всех участников процесса недропользования.

**СТРОЕНИЕ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(СУРГУТСКИЙ СВОД, ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)**

При индексации и корреляции проницаемых пластов одного и того же горизонта по каротажным диаграммам часто обособливаются разное количество песчаников, которые могут получить отличающиеся групповые индексы. В каждой свите нумерация пластов производится сверху вниз. При расчленении разрезов по каротажным диаграммам геологи чаще всего индексируют пласты как «счетные» от кровли свиты. Далее, при корреляции разрезов, одинаково названные песчаные пласты считают одновозрастными, что во многих случаях неправомерно.

Для повышения точности и достоверности корреляции песчаных пластов следует применять единообразные схемы корреляции, предлагаемые на стратиграфических совещаниях [1], а также знание особенностей строения изучаемых толщ.

В данной работе представлено послойное описание васюганской свиты Русскинского месторождения по схемам корреляции и разрезам (в масштабе 1:5000), построенным по каротажным диаграммам эксплуатационных скважин (расстояние между скважинами около 100 м). В основу корреляции пластов группы Ю₁ положены последовательность напластования и условия осадконакопления верхнеюрских отложений, рассмотренные в работах В.Я. Шерихора, З.Я. Сердюк, С.И. Филиной, Ю.Н. Карогодина, Е.А. Гайдебуровой, Н.А. Брылиной, ГФ. Степаненко, Л.С. Черных, Н.В.Мельникова, В.А. Конторовича, Б.Н. Шурыгина, Л.Г. Вакуленко, О.В. Бурлевой и других исследователей.

Русскинская площадь расположена в Сургутском нефтегазоносном районе Среднеобской нефтегазоносной области, промышленная нефтегазоносность отложений которого установлена в широком стратиграфическом диапазоне - от среднеюрских до барремских включительно. На Русскинском месторождении пласты верхневасюганской свиты промышленно-нефтеносны. Месторождение разрабатывается с 1980 года, здесь пробурено более 500 разведочных и эксплуатационных скважин, вскрывших верхнеюрские отложения, и, тем не менее, возникают затруднения при определении положений границ и индексации песчаных пластов.

Для составления схематических разрезов каротажные диаграммы 1:500 масштаба располагались последовательно в соответствии с обзорной картой Русскинского месторождения 1:200000 масштаба с востока на запад для субширотных, и с юга на север для субмеридиональных профилей и на расстоянии, соответствующем расстоянию между скважинами на карте. Такая последовательность скважин выбрана в соответствии с юго-восточным расположением основных источников обломочного материала. Все каротажные

диаграммы выравнивались на подошву баженовской свиты - классического маркирующего горизонта. Таким образом построено 7 схематических разрезов горизонтального масштаба 1:5000.

Согласно схеме фациального районирования келловей и верхней юры [1] изучаемая территория располагается в пределах Пурпейско-Васюганского фациального района, где васюганский горизонт представлен одноименной свитой. Нижняя граница васюганского горизонта проходит в верхах верхнего бата, верхняя - в верхней части верхнего оксфорда [2].

Васюганская свита делится на две подсвиты, существенно различающиеся литологическим составом слагающих их пород. Нижневасюганская подсвита преимущественно глинистого состава с песчаными пластами $Ю_2^0$ и $Ю_1^4$, в основании и в верхней части подсвиты соответственно, верхневасюганская подсвита состоит из алевроито-песчаных пластов группы $Ю_1$ с прослоями аргиллитов.

Опишем строение васюганской свиты Рускинского месторождения по последовательности напластования, с учетом схемы фациального районирования [1] и условий осадконакопления.

Нижняя граница васюганской свиты устанавливается по резкому возрастанию амплитуды КС отложений тюменской свиты. Нижележащая тюменская свита, сложенная часто чередующимися угленосными песчаниками, алевролитами аргиллитами, характеризуется высокими значениями удельных сопротивлений (до 375 Ом*м). Кроме того, в подошве васюганской свиты наблюдается резкое возрастание амплитуды индукционного каротажа по сравнению с нижележащими отложениями. Это объясняется наличием железистых минералов – пирита, глауконита и сидерита в отложениях горизонта $Ю_2^0$, образовавшихся в мелководном бассейне в начале верхнебат-келловейской трансгрессии.

Нижневасюганская подсвита сложена преимущественно глинами и аргиллитами темно-серыми до черных, часто с буроватым или зеленоватым оттенками, тонкоотмученными, характеризующимися сравнительно низкими (5-8 Ом*м) значениями удельных сопротивлений. Наличие тонких прослоев алевролитов, реже – песчаников, обуславливает слабую дифференциацию кривой КС. Мощность подсвиты около в районе исследования 20 - 25 м. В основании иногда встречается пахомовская пачка (до 10 м) — песчаники и алевролиты плохо сортированные с остатками морских организмов (песчаный пласт $Ю_2^0$). Пласт $Ю_1^4$ распространен, в основном, в юго-восточной части района исследования, по мере удаления от палеоберега келловейского моря этот песчаник исчезает, но его «отголоски» можно проследить по характерным амплитудам КС в нижневасюганской подсвите по всей территории исследования. По данным Г.Ф. Степаненко [3] он представлен преимущественно алевролитами и мелкозернистыми разностями, емкостные и фильтрационные свойства невысокие, пористость 11,8%, проницаемость – $0,2 \cdot 10^{-15}$ м². Песчаник $Ю_1^4$ перекрывается верхней частью нижневасюганской подсвиты, толщиной 10 - 12 м, накопившейся во время повышения уровня моря. Нижневасюганская подсвита накапливалась во время обширной келловейской

трансгрессии. В конце келловейского века с этапом регрессии начал накапливаться алевроито-песчаный материал на сводах структур [4].

Верхневасюганская подсвита представлена преимущественно песчаниками и алевролитами светло-серыми, иногда с буроватым оттенком, с прослоями аргиллитов от тонкоотмученных до алевроитовых (приуроченных к средней части подсвиты). Песчаники верхневасюганской подсвиты индексируют $Ю_1^1$ – $Ю_1^3$. Они обладают значительными сопротивлениями (в случае их нефтенасыщения), и отрицательными (до 90 мВ) аномалиями ПС. Мощность подсвиты в районе исследования 30–60 м.

Песчаный пласт $Ю_1^3$ или, вернее, группа песчаных пластов, прослеживается на большей части полигона исследования. Пласт $Ю_1^3$ выделяется в нижней части верхневасюганской подсвиты. Он сложен песчаниками серыми и светло-серыми, мелко- и среднезернистыми, известковистыми с глинисто-карбонатным цементом, слабослюдистыми, с вкраплениями пирита, прослоями аргиллитов и алевролитов, с намывами углефицированного детрита по плоскости наслоения, в кровельной части пласта $Ю_1^3$ наблюдается карбонатизированный песчаник мощностью до 3-х метров [3]. В районе исследования песчаники пласта $Ю_1^3$ имеют косослоистое, линзовидное, чешуйчатое строение, пласт распространяется с юго-востока и выклинивается на северо-западе. В работе [3] отмечено, что в полном объеме песчаник $Ю_1^3$ представлен тремя ритмами, на участках в палеоплане с повышенным рельефом количество ритмов сокращается. И действительно, ритмичность строения $Ю_1^3$, проявленная в увеличении зернистости песчаного материала к кровле каждого ритма, хорошо отображается на каротажных диаграммах ПС, КС, ИК, РК. Емкостные и фильтрационные свойства пласта $Ю_1^3$ зависят от количества примеси алевроито-глинистого материала в породе - в более чистых песчаниках пористость 16,0-17,0 %, проницаемость $2,27 \cdot 10^{-15}$ м²; в породе, обогащенной глинистым материалом, эти показатели снижаются [3].

В районе исследования Западно-Сибирский морской бассейн отступал на северо-запад во второй половине нижнего-среднего оксфорда, что и отразилось в особенностях строения песчаного пласта $Ю_1^3$, завершающего крупный цикл регрессивного осадконакопления. В работе [3] зафиксировано, что на Русскинской площади на обширных участках пласты $Ю_1^3$, $Ю_1^2$ и $Ю_1^1$ сливаются и образуют единую гидродинамическую систему. При трансгрессии моря в верхнем оксфорде (песчаные пласты $Ю_1^{1-2}$) накопление песчаного материала происходит за счет размыва подстилающих осадков и их переотложения, как это отмечено в работах Н.А. Брылиной, Е.А. Гайдебуровой, Ю.Н. Карогодина, В.А. Конторовича, В.А. Топешко, Б.Н. Шурыгина, О.В. Бурлевой и других исследователей.

Пласт $Ю_1^2$ отделен от $Ю_1^3$ алевроитовой перемычкой мощностью до 6 метров. Он хорошо обособляется в юго-восточной части Русскинского месторождения. Песчаники серые, часто имеют буроватый и бурый оттенки, алевроитистые, мелкозернистые, слабокарбонатные, среднесцементированные, с включением глинистого материала, имеющего линзовидную форму и текстуру пластичного течения, с намывами углисто-слюдистого материала и

включениями пирита, имеют пористость 8,0 – 12, 0 % и проницаемость до $2,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ [3]. От вышележащего пласта Ю₁¹ песчаник Ю₁² часто отделен алевроито-глинистой перемычкой мощностью от 1 до 7 м, иногда, вследствие размыва и глубокой переработки подстилающих отложений наступающей трансгрессией, эта перемычка и верхняя часть пласта Ю₁² отсутствует и пласты сливаются между собой, образуя единую гидродинамическую систему.

Пласт Ю₁¹ залегает в верхней части васюганской свиты, он хорошо выявляется по каротажным кривым. Это первый по счету пласт от флюидоупора – георгиевской свиты. Он распространен на всей территории исследования и представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с преобладанием песчаных разностей. Песчаники светло-серые, мелко- и среднезернистые, среднесцементированные, карбонатные, с глинисто-карбонатным цементом, местами массивные, плотные, пиритизированные, участками обогащенные детрито-слюдистым материалом, с включениями карбонатных конкреций и глинистого материала, имеют пористость до 23,1 % и проницаемость до $923 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ [3]. Общая мощность пласта изменяется от 1 до 22 м.

Верхняя граница васюганской свиты проводится по появлению в разрезах георгиевской свиты, которая отбивается по резкому возрастанию амплитуды ИК, глубокому минимуму на кривой КС, при полном отсутствии дифференциации на кривой ПС. Значение гамма-активности у георгиевской свиты больше, чем у залегающих ниже аргиллитов нижневасюганской подсвиты, но меньше, чем у вышележащих образований баженовской свиты. Довольно часто, но не всегда кривые микроградиент и микропотенциал зондов сливаются в единую, практически прямую линию. Толщина свиты обычно составляет 2-7 м, в некоторых случаях достигает 11 м. Георгиевская свита залегает с размывом на разновозрастных отложениях васюганской свиты, иначе объяснить практически повсеместное распространение свиты, имеющей толщину обычно не более 3-4 м, не представляется возможным. Скользящие временные границы георгиевской свиты отмечали В.Б. Белозеров, Е.Е. Даненберг, Ю.К. Нарута, о наличие стратиграфического перерыва писали Ф.Г. Гурари, Е.А. Гайдебурова, Г.П. Мясникова, Л.Д. Трушков, Ю.В. Брадучан, Л.П. Соколовский и другие исследователи.

В случае отсутствия георгиевской свиты верхняя граница васюганской свиты отбивается по подошве классического, литологически устойчивого репера – баженовской свиты, сложенной темно-коричневыми битуминозными аргиллитами. Ко времени начала накопления осадков баженовской свиты рельеф дна юрского палеобассейна был выровнен, впадины заполнены осадками. В районе исследования баженовская свита, накопившаяся во время завершения крупной трансгрессии моря, перекрывает нижележащие юрские отложения повсеместно. По своим физическим параметрам она резко отличается от выше- и нижележащих пород. Высокоуглеродистые аргиллиты в своем типичном выражении характеризуются значениями КС от 5 до 500 Ом*м, отсутствием отрицательных аномалий ПС (кроме трещиноватых разностей), высокой естественной гамма-активностью (свыше 16 мкР/ч), высокими НГК, низкими

ИК, низкими скоростями акустических волн [5]. Интервалы разреза с высокими значениями КС не всегда совпадают с положительными аномалиями ГК — последние часто бывают «сдвинуты» вверх на 5–10 м. Средние мощности баженовской свиты составляют 15–30 м.

В результате изучения верхнеюрских отложений Русскинской площади по каротажным диаграммам с учетом схемы фациального районирования [1], удалось проиндексировать песчаные пласты и изучить особенности строения верхневасюганской подсвиты, что в дальнейшем позволит воссоздать условия ее формирования.

Автор выражает искреннюю благодарность Л.Ю. Беспечной и Р.Б. Яневиц (ОАО Сибнефтегеофизика) за ценные советы и поддержку в проведении данных исследований.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Решение V Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003). Н., 2004. 113 с.
2. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Ильина В.И., и др. Проблемы стратиграфии нижней и средней юры юго-востока Западной Сибири. // Геология и геофизика, №11, 1995. - с. 34-51.
3. Степаненко Г.Ф., Чернова Л.С., Кроль Л.А., Кос И.М. Корреляция продуктивных пластов группы ЮС₁ восточной части Сургутского свода в связи с нефтегазоносностью// Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск. 2003. с. 169-176.
4. Бурлева О.В. Состав, строение и условия формирования келловей-оксфордских отложений Обь-Иртышского междуречья // Автореф. диссертации на соискание ученой степени к.г.-м.н.- Новосибирск: ИГНиГ СО РАН, 2006, 16 с.
5. Карогодин Ю.Н., Гайдебурова Е.А. Системные исследования слоевых ассоциаций нефтегазоносных бассейнов (по комплексу промыслово-геофизических данных).- Новосибирск: Наука, 1985, 112 с.

© М.А. Степанова, 2006

УДК 553.98:550.812

Р.И. Тимшанов, А.Ю. Белоносов

ЗСФ ИНГГ СО РАН, Тюмень

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛЕВОЙ ЛАБОРАТОРИИ ПРИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Научной основой углеводородной съемки является объективно существующий процесс вертикальной миграции углеводородов (УВ) от залежи нефти к дневной поверхности. Миграция УВ происходит в основном фильтрационным путем по каналам-трансляторам (системы разломов, ослабленные зоны, зоны повышенной трещиноватости). Ореолы рассеяния УВ на дневной поверхности можно зафиксировать при отборе и анализе проб

естественных природных сорбентов (снег, почва и подпочвенный грунт, иловые отложения озер и рек).

Опытно-методические работы, выполненные в 90х годах прошлого столетия показали, что использование легких газообразных алканов ($C_1 - C_5$) не всегда решает задачу обнаружения залежей нефти и газа. Авторы считают, что надежным показателем нефтеносности являются концентрации аренов (моноароматические УВ - бензол, толуол, ксилолы). Данные УВ входят в состав всех нефтей мира в значительных количествах и легко идентифицируются в пробах снега, иловых отложений и грунта из мелких скважин глубиной 2-15 метров. Устойчивость аренов к действию углеводород-окисляющих бактерий позволяет не учитывать искажающее влияние приповерхностного «бактериального фильтра». Время хранения проб (с учетом восстановления первоначальных значений концентрации УВ) может составлять от 5 до 15 суток в зависимости от условий хранения. Технологические требования к герметичности контейнеров для проб при использовании аренов менее жесткие по сравнению с газообразными УВ [1,2].

Наряду с аренами в качестве показателей нефтеносности используются близкие по молекулярной массе парообразные и жидкие гомологи метана: н-гексан, н-гептан, н-октан, н-нонан ($C_6 - C_9$). Различия в физико-химических свойствах данных двух групп УВ позволяют при сопоставлении результатов их анализов проводить комплексную оценку величины и условий миграции УВ к дневной поверхности [1,3].

Концентрация углеводородов в пробах зависит от множества факторов. Геохимический сигнал может быть разложен на глубинную и поверхностную составляющие и зависит от природных и технологических факторов. К глубинной составляющей (полезный сигнал) относится глубинный поток углеводородов к дневной поверхности. К поверхностной составляющей (помеха) относится наличие сингенетичных УВ, техногенное и технологическое загрязнения. К природным факторам относится динамика концентраций УВ в естественных средах, обусловленная изменением как сорбционных свойств среды, так и изменением УВ-потока. К технологическим факторам могут быть отнесены: условия отбора проб, деградация УВ при хранении проб, флуктуации чувствительности приборной базы и т.д.

Данный подход принципиально отличается от общепринятых методик газогеохимических исследований, разработанных в 70-80х годах XX столетия и применяемых до настоящего времени [3].

Одним из важных моментов при проведении углеводородной съемки является вопрос об использовании полевой или стационарной лаборатории.

Несомненным достоинством полевой лаборатории является производство анализов на месте проведения экспедиционных работ в течение 1-2 суток с момента отбора пробы, тогда как аналитическое обеспечение углеводородных исследований на основе стационарной лаборатории предполагает получение результатов через 10-12 суток.

Небольшое время хранения образцов подразумевает низкий уровень биodeградации УВ в пробе, что существенно повышает представительность

получаемых данных. Несмотря на то, что химическое подавление углеводород-окисляющих бактерий позволяет увеличить время хранения образцов, это сопряжено, во-первых, с дополнительными финансовыми затратами (стоимость реактивов и рабочих ресурсов полевого отряда), а во-вторых, усложняет методику анализа проб. Кроме этого, включение в технологическую цепочку такого дополнительного этапа, как транспортировка проб в стационарную лабораторию приводит к усложнению организации экспедиционных работ и исследований.

Быстрое получение предварительных геохимических данных позволяет оперативно проводить их качественную обработку непосредственно в полевых условиях. Имеется возможность уточнить выявленные углеводородные аномалии с помощью повторного пробоотбора и режимных наблюдений. Появляется возможность детализировать аномальные геохимические зоны методом сгущения сети наблюдения (точек пробоотбора). Применение полевой лаборатории оптимизирует процесс управления и планирования экспедиционных работ, позволяет проводить натурные методические эксперименты, связанные с изучением сорбционных свойств исследуемой среды, динамики содержания УВ в различных геологических средах с помощью режимных наблюдений и т.д. Перечисленные достоинства полевой лаборатории в полной мере и по-новому раскрывают возможности углеводородной нефтепоисковой съемки.

Выбор хроматографической аппаратуры является важным моментом при организации полевой лаборатории. Критерии при выборе хроматографического оборудования заключаются в надежности и простоте эксплуатации, большом времени выработки на отказ, удобстве в транспортировке, экспрессности производства анализов, высокой чувствительности к измеряемым параметрам и т.д.

Исходя из указанных критериев, был выбран портативный хроматограф «ЭХО-EW», разработанный в КТИ ГЭП СО РАН (г. Новосибирск), оснащенный фотоионизационным детектором (ФИД). Порог обнаружения по толуолу – порядка пикограмма в пробе. Колонка имеет эффективность 2-3 тыс. теоретических тарелок. Разделительная способность колонки была увеличена за счет селективности детектора к ароматическим УВ.

Высокая чувствительность ФИД к ароматическим УВ позволяет существенно упростить пробоподготовку, используя парофазный метод экстракции. При этом чувствительность детектора по отношению к алканам позволяет уверенно регистрировать как аномальные, так и фоновые значения концентраций алканов.

Небольшое время анализа (3 мин) в совокупности с упрощенной пробоподготовкой обеспечивает высокие темпы производства измерений в полевой лаборатории. Время подготовки хроматографа к анализам составляет 1 час. Характерное число проанализированных проб за 8 часов работы составляет 100 образцов.

Важным моментом при проведении массовых анализов является оценка стабильности и воспроизводимости результатов. Как правило, при парофазном

методе экстракции проба, вводимая в измерительный тракт хроматографа, содержит насыщенные пары воды. Вследствие этого при большом количестве проб в течение рабочего дня происходит ощутимое снижение чувствительности ФИД. Кроме того, в полевых условиях трудно добиться постоянства температуры лабораторного бокса, которая влияет на температуру шприца, применяемого для ввода пробы в хроматографическую колонку. Изменение температуры шприца приводит к флуктуации чувствительности измерительной системы в целом. В связи с этим, с заданной периодичностью проводится анализ тестовых проб. Подобный мониторинг аналитической аппаратуры позволяет не только контролировать «дрейф измерительной системы», но и оценивать флуктуации погрешности измерений.

Использование полевой лаборатории позволяет оперативно контролировать вопросы техногенного и технологического загрязнения исследуемых проб [3,4]. Отсутствие подобного контроля зачастую приводило к выделению ложных углеводородных аномалий и, как следствие, к ошибочной интерпретации геохимических данных при подготовке объектов нефтепоиска к глубокому бурению.

К наиболее опасному виду загрязнения проб следует отнести технологическое, которое часто встречается в процессе отбора, перевозки и хранения образцов. Основной причиной данного загрязнения является использование загрязненных горюче-смазочными материалами (ГСМ) перчаток, попадание паров бензина в пробу при транспортировке и хранении и т.д. [4].

Надежным способом отбраковки загрязненных проб является метод сравнительного анализа хроматограмм, который базируется на использовании альбома-классификатора, включающего в себя массив хроматограмм углеводородов антропогенного и технологического происхождения. В данный массив включаются хроматограммы, полученные при анализе используемых ГСМ, загрязненной ГСМ одежды (перчатки) и т.д. Сравнительный анализ рабочих хроматограмм с вышеуказанным массивом позволяет идентифицировать в пробе наличие техногенного загрязнения.

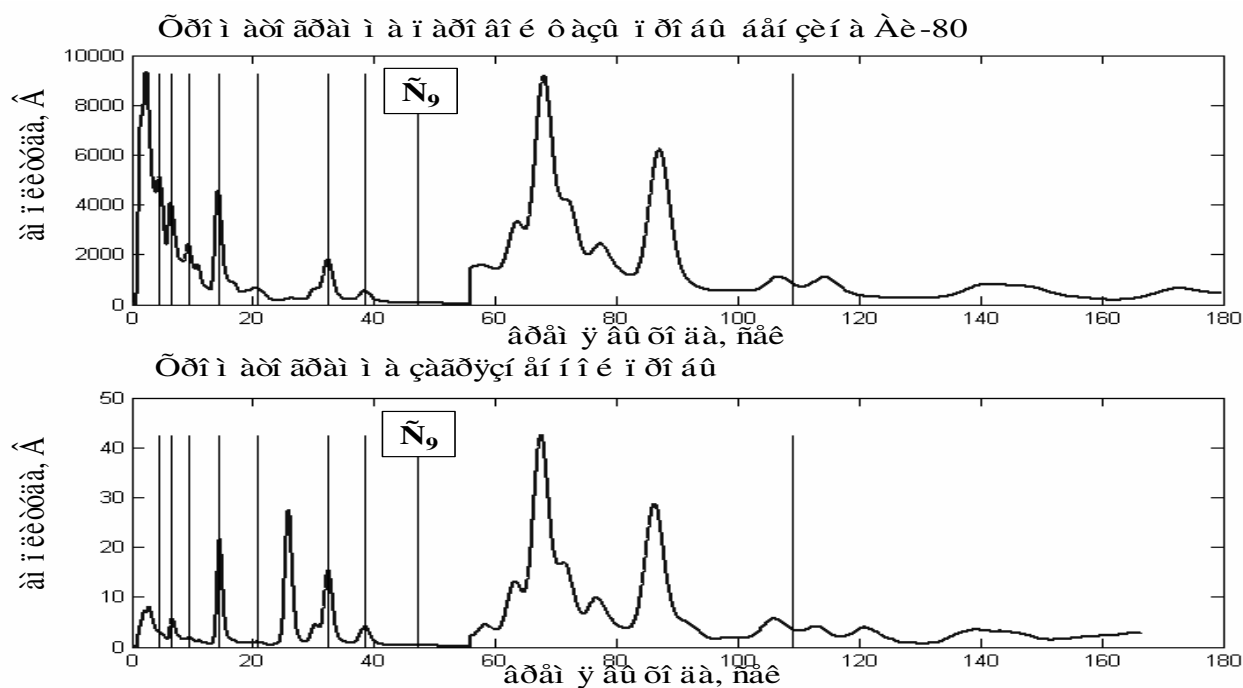


Рис. Хроматограммы паровой фазы бензина Аи-80 и загрязненной пробы с выделенной областью тяжелых УВ

В ходе методических экспериментов было выявлено, что наиболее типичным технологическим загрязнением является проникновение в пробу паров бензина, используемого в качестве топлива для экспедиционной техники.

Сравнительный анализ хроматограмм проводится в области тяжелых УВ (от C_9 и выше), т.к. их относительное содержание слабо изменяется при испарении бензина в течение 1-2 суток. Наличие аналогичного спектра УВ-компонентов на хроматограмме рабочей пробы указывает на загрязнение данной пробы парами бензина. Легкие УВ-компоненты (C_1 - C_8) обладают высокой летучестью, поэтому их относительные концентрации в паровой фазе бензина не являются постоянными. При проведении газогеохимической съемки подобный анализ практически невозможен, т.к. относительные концентрации углеводородных газов в большинстве случаев не несут, либо быстро теряют информацию о наличии загрязнения. По всей видимости, отсутствие подобного анализа на загрязнение проб при проведении газогеохимических съемок в 70-80ые годы приводило к ошибочному прогнозу нефтегазоносности территорий (отрицательные результаты при разбуривании газовых аномалий).

Полевая лаборатория в случае выявления загрязнения образцов дает возможность не только провести повторный пробоотбор и хроматографический анализ, но и своевременно выявить источник загрязнения и устранить его последствия.

Преимущества полевой лаборатории, в которой использованы современные разработки в аппаратной базе, заключаются в оптимизации управления и планирования экспедиционных работ, использовании незначительной деградации УВ в пробах, возможности контроля технологического загрязнения

проб, повторного отбора проб и режимных наблюдений, проведения полевых методических экспериментов, отсутствии затрат на транспортировку проб в стационарную лабораторию и т.д., что существенно повышает в настоящее время эффективность применения углеводородной съемки при прогнозе и поиске нефтяных и газовых месторождений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. А.Р. Курчиков, А.Ю. Белоносов. Технология комплексных исследований для поисков, разведки и доразведки нефтяных месторождений Западной Сибири // Вестник недропользователя ХМАО №7 2001 г. - М.: GeoDataConsulting. 2001. С. 58-60.
2. Р.И. Тимшанов, А.Ю. Белоносов. Использование полигона при проведении нефтепоисковых работ методом углеводородной съемки по снежному покрову // Нефть и газ Западной Сибири. Материалы международной научно-технической конференции. Том 1. - Тюмень: ТюмГНГУ. - 2003. С. 45-46.
3. А.Р. Курчиков, А.Ю. Белоносов, Р.И. Тимшанов. Метод временной вариации параметров при сборе, обработке и интерпретации геохимико-геофизических данных на стадии подготовки объектов к поисковому бурению // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. VII научно-практическая конференция. Том 2. -Ханты-Мансийск: «ИздатНаукаСервис». - 2004. С. 187-199.
4. А.Ю. Белоносов, Р.И. Тимшанов. Учет видов загрязненных проб в процессе углеводородной съемки по снегу в нефтепоисковых исследованиях // III Всероссийская научно-техническая конференция "Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна" ТюмГНГУ, Тюмень, 2004 г.

© Р.И. Тимшанов, А.Ю. Белоносов, 2006

СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ВЫСОКОГО РАЗРЕШЕНИЯ

При поиске газогидратов в субмаринных отложениях используют аппаратуру многоканального сейсмического профилирования, которая не позволяет получать данные с высоким разрешением. Для обнаружения газогидратов и исследования их распределения в осадках по глубине, площади, а также локальных скоплений необходимы новые технические средства. К ним следует отнести, например, сейсмоакустический комплекс высокого разрешения АКВАСВИП, разработанный в ГНЦ «ЮЖМОРГЕОЛОГИЯ», стоимость которого превышает 300000\$ и его покупка практически невозможна для академических институтов.

В Институте (ИВМ и МГ) проводятся разработки новых методик, программных и инструментальных средств для исследования верхней части осадочного чехла сейсмическими методами и выявления в них скоплений газогидратов. В последние годы выполняются экспериментальные работы на Байкале с использованием высокоразрешающего сейсмоакустического комплекса. В состав комплекса входят геопрофилограф и автономная самовсплывающая компьютеризированная донная станция.

Геопрофилограф предназначен для получения временных разрезов (сейсмопрофилей) высокого разрешения. Принцип его действия общеизвестен и состоит в генерации продольных волн, одноканальном приеме по методу вертикального сейсмопрофилирования отраженных сигналов, их регистрации в цифровом виде с помощью ноутбука и визуализации разреза на экране для оперативного контроля качества работы тракта «излучение-прием».

В качестве излучателей используются электродинамические источники (бумеры) двух типов (4 и 5 кГц). В настоящее время разрабатывается новая модификация устройства, в котором предусматривается возможность использования пьезоэлектрических антенн с широким частотным диапазоном для получения разрешения 3-5 см при небольшой глубине проникновения в осадки.

Геопрофилограф, по сравнению с российскими разработками, обладает достоинствами: портативность конструкции, что позволяет размещать его на малотоннажных судах, катерах, надувных и весельных лодках; малая потребляемая мощность (работает от аккумулятора); практически готовый профиль можно анализировать уже через несколько минут после окончания последней трассы, так как при обработке в ноутбуке используются стандартные графические системы; высокие технико-экономические показатели.

Технические параметры: глубина воды - до 500 м; проникновение в осадки - до 120 м; разрешение - до 0,3 м и лучше (с высокочастотными антеннами); энергия излучения - не более 500 Дж.

Области применения: изучение геологического строения верхних слоев донных осадков; поиск газогидратов; инженерно-геологические изыскания при строительстве и эксплуатации гидротехнических сооружений, проектировании руслоуглубительных работ; поиск трубопроводов и затопленных объектов.

Донная станция предназначена для цифровой регистрации информации от различных датчиков и измерительных систем, первичной обработки данных на дне при проведении исследований физико-химических, гидрологических и геотермальных процессов, проходящих на дне акваторий в реальных условиях или под действием внешних возмущений. При выполнении работ по сейсмопрофилированию регистрация отраженных сигналов сейсμοприемником, находящимся непосредственно на дне, позволяет получать из-за отсутствия больших шумов существенно более качественные первичные материалы.

Состав станции: два герметичных контейнера для датчиков и блока электроники с встроенным микрокомпьютером и регистрирующей системой; гидрофон; светомаяк и радиомаяк с датчиками давления; поплавки из синтактика, обладающего положительной плавучестью; блок размыкателей для отцепки груза; груз (балласт).

Технические параметры: глубина погружения – до 2 км; число измерительных каналов – 8 шт.; динамический диапазон - 90 Дб; емкость винчестера - 2 Гбайт; время непрерывной работы - 3 суток; масса в воздухе снаряженной станции - 70 кг.

Преимущества станции:

- Низкая стоимость по сравнению с существующими аналогами;
- Портативность конструкции;
- Стоимость аренды обслуживающего судна может быть значительно снижена при использовании малотоннажных судов типа «Ярославец» и др.;
- Проста в эксплуатации, т.к. модульная конструкция станции обеспечивает высокую технологичность процессов сборки, постановки и подъема станции на борт обслуживающего судна;
- Встроенный микрокомпьютер DIMM – PC386 (аналог PC – 386) позволяет организовать обработку данных в реальном времени непосредственно на дне, что обеспечивает возможность установки различных типов датчиков и измерительных систем;
- Оперативный визуальный контроль зарегистрированной информации с помощью бортового ноутбука и при необходимости обработка данных сразу же после подъема станции;
- Оснащение станции гидроакустическим каналом связи позволит следить на экране бортового ноутбука за ее погружением и всплытием и подавать команды на подъем в любое время суток.

Области применения: сейсмопрофилирование при поиске газогидратов и изучении нефтегазоносности в акваториях; мониторинг обстановки на дне при оснащении соответствующими датчиками; регистрация сигналов от землетрясений.

На рис. 1 изображен внешний вид станции во время проведения натурных испытаний на озере Байкал перед опусканием ее за борт обслуживающего судна. На снимке отчетливо видны груз, блок размыкателей, гидрофон, контейнер блока электроники и поплавок. Выносной контейнер с датчиками, к сожалению, не поместился на фотографии.



Рис. 1. Внешний вид станции

В 2005 году по проекту «Экспедиции СО РАН» проводились работы по сейсмопрофилированию на озере Байкал с 13 по 19 октября на НИС «Титов». Были получены профили, при проведении которых менялись источники излучения (малый и большой бумер), энергия излучения и приемники сейсмоакустических сигналов. Работы проводились по методу вертикального сейсмопрофилирования (ВСП), когда излучатель и приемник практически находились в одной точке. Регистрация данных осуществлялась на винчестере ноутбука с использованием разработанного нами программного обеспечения и интерфейсного блока.

Глубина воды над точкой бурения BDP-99 была около 200 м. Окончательная обработка полученных данных выполнялась в Институте, при этом использовалась новая программа визуализации, а также известные графические системы.

Профиль № 8 (рис. 2) был получен на большом бумере при энергии излучения 300 Дж и частоте 4 кГц. К сожалению, момент профилирования совпал с временем радиосвязи, поэтому видны помехи. В правой части рисунка приведен литологический разрез керна скважины [1].

До глубины 52 м отражения от границ осадков практически совпадают с разрезом керна в местах, где находятся песчаные фракции, а на более нижних участках, выявленных после обработки, появились существенные расхождения.

Тщательное изучение возможных причин несоответствия привело к выводу о том, что это обусловлено повышением скорости звука. Это можно подтвердить и тем обстоятельством, что на кривой распределения естественной влажности керна [1] на этом участке наблюдается резкое снижение влажности, а это, как известно, приводит к увеличению плотности и соответственно скорости звука.

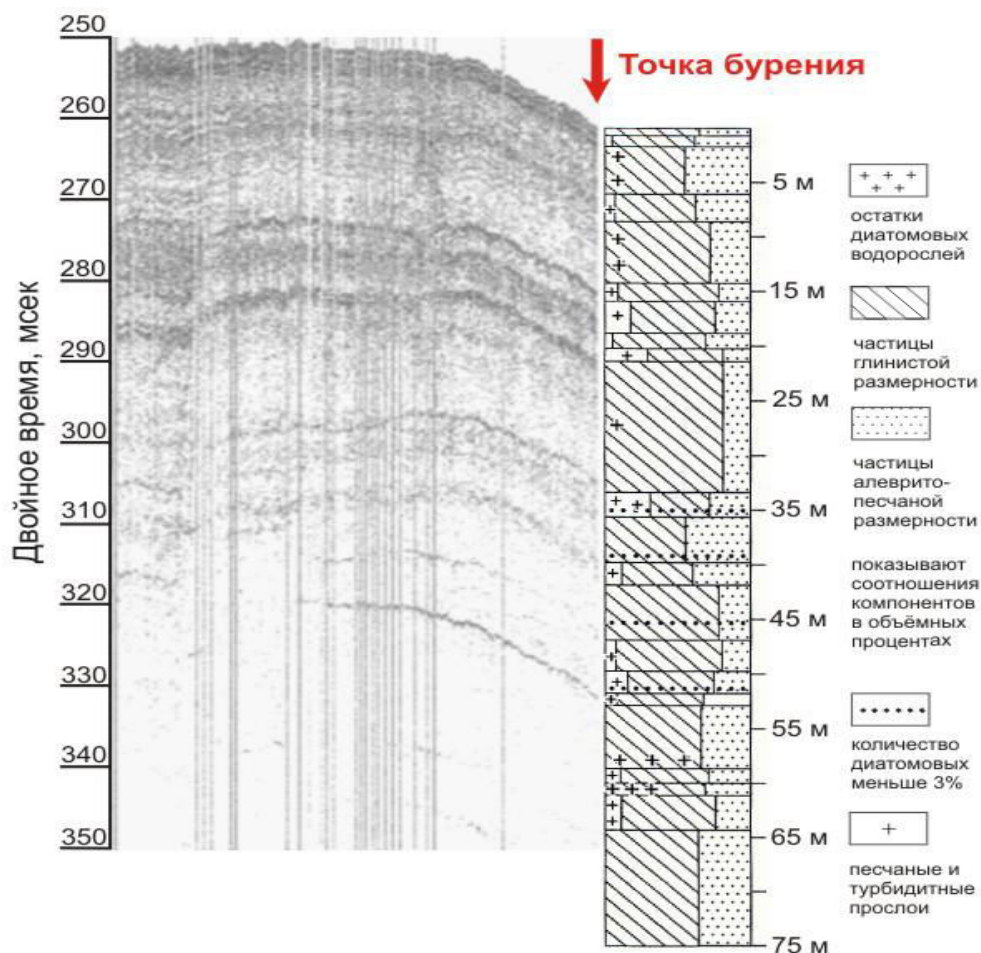


Рис. 2. Временной разрез профиля № 8 и литологический разрез скважины BDP-99 [1]

Сопоставление профилей с данными, полученными американскими геофизиками в 1991 и 1992 годах, показало, что на ближайшем к точке бурения профиле 91-19 [1] отсутствуют какие-либо отражения на глубинах до 20 м, тогда как мы на этом участке наблюдаем 6 границ. Но самое интересное состоит в том, что нет мощного отражения с глубины 52 м, а только есть ближайшее и слабое от слоя 47 м. Вероятнее всего то, что их последняя максимальная граница 60 м соответствует нашей границе 52 м. У нас максимальное проникновение в осадки составило 84 м и прослеживаются 13 границ, тогда как у них всего - 5.

После обработки профиля № 8 по данным керна был построен скоростной разрез. Из-за отсутствия информации по скоростям в точке бурения мы сопоставили наш результат со скоростями продольных волн в скважине на Академическом хребте BDP-98 [2], где в донных осадках на глубинах 50 – 100 м

наблюдаются скорости в среднем около 1650 м/с и достигают максимума 1700 м/с на глубине 500 м (по данным акустического каротажа), тогда как у нас скорость 2000 м/с проявляется уже на глубине 35 м. Есть большие сомнения в том, что такие разногласия объясняются разными условиями осадконакопления.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коллектив участников проекта «Байкал-бурение». Высокоразрешающая осадочная запись по керну глубоководного бурения на Посольской банке в озере Байкал (BDP-99) // Геология и геофизика, 2004, т. 45, № 2, с. 163-193.
2. Коллектив участников проекта «Байкал-бурение». Позднекайнозойская палеоклиматическая запись в осадках озера Байкал // Геология и геофизика, 2000, т. 41, № 1, с. 3-32.

© В.Г. Лужецкий, 2006

УДК 550.837

В.В. Потапов, В.С. Могилатов
ИНГГ СО РАН, Новосибирск

СВОЙСТВА РАДИАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ПРИ ВОЗБУЖДЕНИИ СРЕДЫ ПОЛЕМ ТМ-ПОЛЯРИЗАЦИИ

Характерные свойства Е-поля в процессе становления впервые заявили о себе еще в известной работе [А.Н.Тихонов, О.А.Скугаревская, 1950], в которой обнаружилась экспоненциально затухающая со временем составляющая в z-компоненте вектора-потенциала. Поскольку авторов интересовала поздняя стадия становления поля, возбуждаемого горизонтальным электрическим диполем, то такой составляющей они пренебрегали, и физическая подоплека не обсуждалась. В дальнейшем сложившаяся практика применения линии и петли для зондирования становлением и отсутствие наземного источника Е-поля долгое время держали «в тени» переменное поле электрического типа, мотивы и возможности его использования. Теперь такой источник предложен [1]. Эта питающая установка – практически единственное средство возбуждения с дневной поверхности поля чисто электрического типа. Однако, если рассматривать и погруженные источники, то известен источник, возбуждающий сходную пространственную структуру распределения токов в среде – вертикальный электрический диполь (ВЭД). Действительно, если имеет место соответствие:

$$A = Idz \cdot z_0 = I_0 b^2 / 4, \quad (1)$$

где Idz – момент, z_0 – глубина погружения ВЭД, I_0 – ток, b – радиус КЭД, то поздняя стадия становления поля в слое (h, ρ) с изолирующим основанием для КЭД и ВЭД выглядит одинаково [2]. При $t \rightarrow \infty$

$$E_r(t) \approx \frac{A\rho}{\pi h^4} \cdot \frac{r}{h} \cdot \left(\frac{\mu_0 h^2}{2t\rho} \right)^2 \cdot \exp\left(-\frac{\pi^2 t \rho}{\mu_0 h^2} \right). \quad (2)$$

Аналитические соотношения для простых сред и численные расчеты для более сложных показывают, что КЭД является наземным аналогом вертикальной электрической линии. Оба источника возбуждают только поля электрического типа, хотя и различным способом (ВЭД - гальванически и индуктивно, КЭД - только гальванически, посредством стекающего с заземлений тока). Однако в процессе становления начинают превалировать общие свойства ТМ-поля над начальными условиями.

Таким образом, мы можем говорить о свойствах Е-поля, подразумевая его в составе полного поля, возбуждаемого произвольным (смешанным) источником или в качестве полного поля, возбуждаемого ВЭД и КЭД. Свойства эти, разительно отличаются от свойств Н-поля. Н-поле (ТЕ-поле) имеет только горизонтальные компоненты электрического поля и, соответственно, образует систему только горизонтальных токов, зависящую только от горизонтального сопротивления (знаменитое «токовое кольцо», возбуждаемое петлей). ТМ-поле (от КЭД или ВЭД) образует тороидальную систему токов, замыкающихся в вертикальных плоскостях (и поэтому его поле зависит и от горизонтального сопротивления и от вертикального).

Выше мы видели, что в среде с изолирующим основанием электрическое поле спадает со временем экспоненциально. Это весьма необычно для традиционных ЗС. Такое свойство обеспечивает высокую разрешающую способность зондирования с применением Е-поля. Мы должны только убедиться, что случай изолирующего основания не является особым теоретическим вырожденным случаем, а, напротив, отражает реальную ситуацию при увеличении контраста сопротивлений основания и вышележащей толщи.

Примем как и в предыдущем примере КЭД радиусом 500 м и с током 80 А. Электрическое поле (E_r) фиксируется на удалении 1000 м линией длиной 500 м. Глубина до фундамента 2000 м, $\rho = 10^4$ Ом*м. Сопротивление основания примем бесконечным, 1000 Ом*м и 100 Ом*м. Мы видим на рис. 1, что даже при контрасте всего в 10 раз имеется участок спада (до 200 мсек), близкий к экспоненциальному. Это означает, что уникальная чувствительность поля КЭД сохраняется и при конечной проводимости основания.

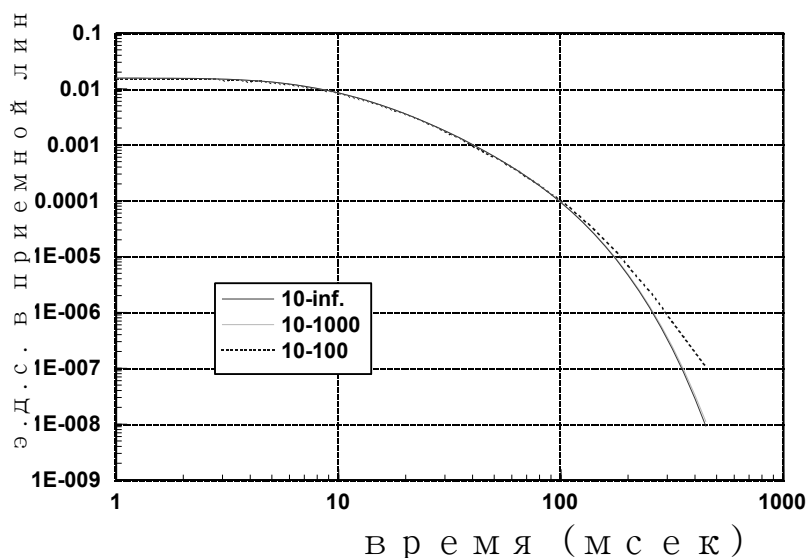


Рис. 1. Становление поля КЭД в двухслойной среде.

Шифр кривых сопротивления первого слоя и основания (в Ом*м)

Сравним теперь на синтетическом материале аномальные эффекты при применении традиционной установки “петля-петля” (общий момент – 10^{13} А*м⁴, разнос 1000 м) и установки КЭД-MN (радиус 500м, ток 80А, приемная линия 500 м, центр ее на 100 м от центра КЭД). Параметры установок приближены к реальным. Вмещающая среда – как в предыдущем примере (2000 м, $\rho = 10$ Ом*м). Сопротивление основания примем 1000 Ом*м (не изолятор!). В качестве аномального объекта поместим проводящий тонкий слой (50 м, $\rho = 0.5$ Ом*м) в основание вмещающего слоя. Таким образом, продольная проводимость вмещающей толщи 200 См, а объекта – 100 См. На рис.2 представлены кривые относительных аномальных эффектов (в процентах) для сигналов от традиционной установки (ТЕ) и от установки КЭД-MN (ТМ). Причем, сигнал от каждой установки фиксировался до уровня в 1 мкВ. Мы видим, что ТМ-процесс много быстрее и дает экспоненциально растущий аномальный эффект (в измеряемом диапазоне до 1400%). Для установки “петля-петля” кривая медленно стремится к теоретическому максимуму в 227% (но достигает в измеряемом диапазоне только едва 100%).

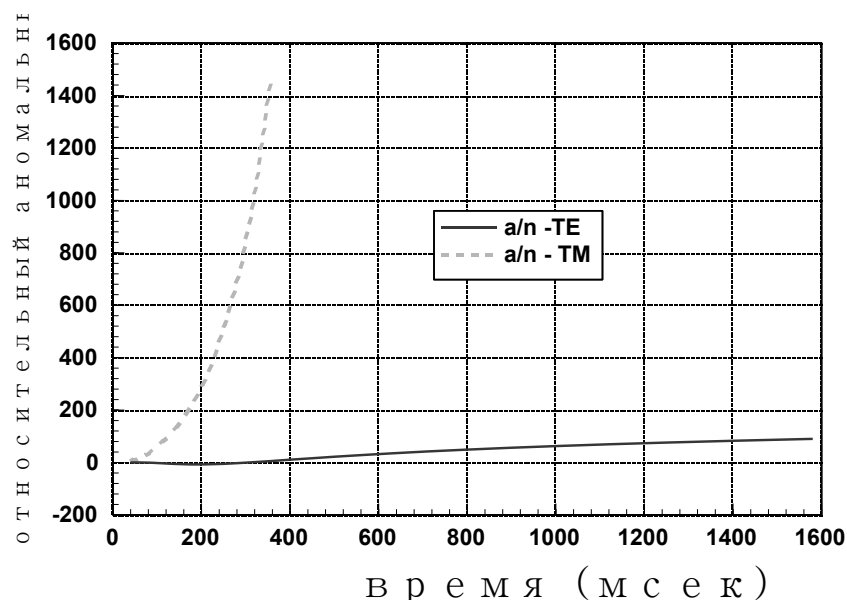


Рис. 2. Сравнение аномальных эффектов от тонкого проводящего слоя в случае применения установки “петля-петля” и КЭД-МН

При сравнительном анализе кривых радиального электрического сигнала от установки КЭД видно (рис. 3), что на начальных временах четко видна, так называемая, полочка. Она связана с тем, что сигнал от выключения импульса доходит до точки измерения за определенное время, а не мгновенно. Это моделирование проводилось для двухслойной среды с изолирующим основанием и верхним слоем толщиной 2000 метров и сопротивлениями 1, 10 и 100 Ом*м. Радиус КЭД составил 500 м, ток 8Ампер в каждый луч. Длина измерительной линии 200 метров и разнос менялся от 300 до 2900 метров от края КЭД.

Основываясь на этих результатах, было получено соотношение, которое связывает расстояние от края КЭД до точки измерения и время прихода сигнала в эту точку:

$$r = \sqrt{\frac{t \cdot \rho}{0.025 \cdot \mu_0}},$$

где r – расстояние от центра КЭД до точки измерения, t – время прихода сигнала, ρ – сопротивление верхнего слоя, μ_0 – магнитная проницаемость.

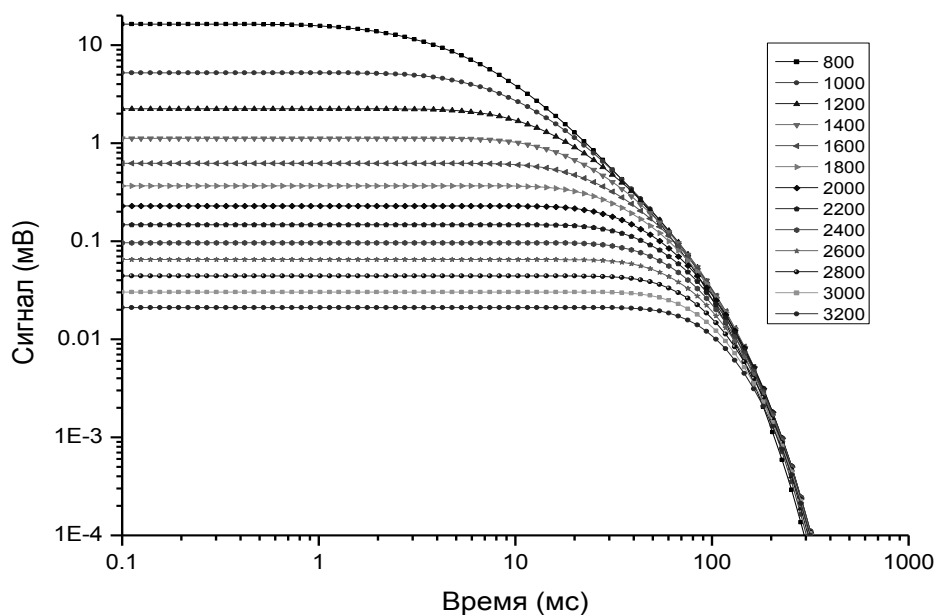


Рис. 3. Сигнал в линии MN при различных расстояниях от центра КЭД

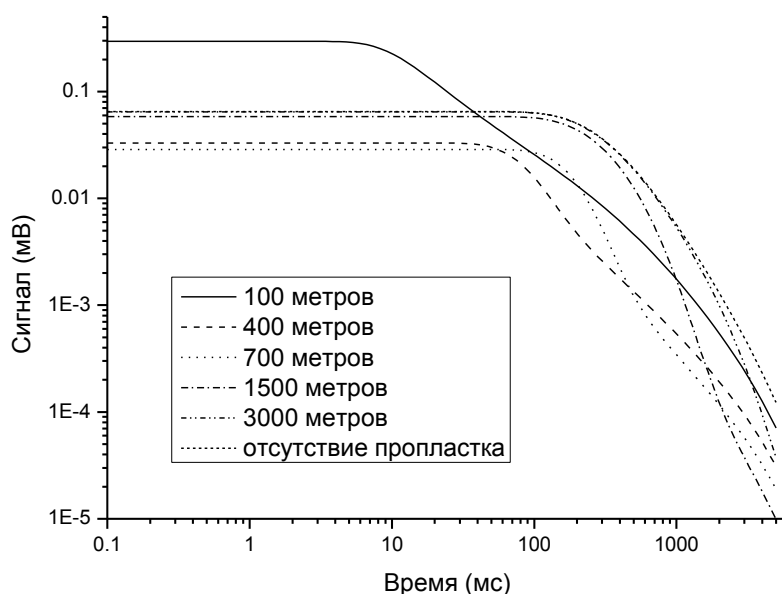


Рис. 4. Сигналы в линии MN при различной глубине слоя с повышенным сопротивлением

Также были исследованы возможности установки КЭД, а значит и ТМ-поля в нахождении достаточно тонкого слоя в среде. Для примера была взята 2-ухслойная модель, в которой основание непроводящее, а верхний слой имеет сопротивление $1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. В этот верхний слой вводится достаточно тонкий пропласток мощностью 100 метров и сопротивлением $100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ на различных глубинах. На рис. 4 показаны полученные кривые. Видно, что кривые сильно

разнятся, что может свидетельствовать о том, что установка КЭД-MN чувствительна к подобным изменениям, и эти изменения можно фиксировать в измеряемом сигнале.

Результаты, которые приведены выше, показывают, что свойства ТМ-поля могут дать много дополнительной информации при исследовании в наземной электроразведке, которая была недоступна при использовании традиционных источников, возбуждающих электромагнитное поле ТЕ-поляризации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Могилатов В.С. Круговой электрический диполь – новый источник для электроразведки // Изв.РАН. Сер.: Физика Земли. - 1992.- N 6. – с. 97-105.
2. Могилатов В.С. Поздняя стадия становления электромагнитного поля, возбуждаемого погруженным электрическим диполем // Изв.АН СССР. Сер.: Физика Земли. - 1976. - N 8. - С. 103-107.
3. Могилатов В.С., Балашов Б.П. Зондирования вертикальными токами (ЗВТ) // Изв.РАН. Сер.:Физика Земли. - 1994. - N 6.- С.73-79.

© В.В. Потапов, В.С. Могилатов, 2006

УДК 622.32

К.О. Исказиев

ТПУ, Томск

П.П. Кибиткин, В.П. Меркулов

АО «РД "КазМунайГаз"», Астана

ОПРЕДЕЛЕНИЕ АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА НА РАЗНЫХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Оценка и учет характеристик фильтрационной анизотропии нефтяных коллекторов необходимы для построения адекватной гидродинамической модели месторождения и, соответственно, для оптимизации мероприятий по эффективной эксплуатации нефтяных месторождений. Поскольку пространственная анизотропия фильтрационных свойств коллекторов выражается в неодинаковом распределении проницаемости в различных направлениях, то наличие фильтрационной анизотропии коллекторов проявляется в существовании преимущественных направлений внутри- и межпластовых перетоков флюидов [1].

В настоящее время основным методом определения анизотропии проницаемости является гидропрослушивание, которое позволяет определять как ориентацию, так и величину анизотропии [2]. Однако, гидропрослушивание – это дорогостоящая, очень длительная в случае низкопроницаемых нефтяных коллекторов процедура, которая чаще всего не применяется. По этой причине весьма необходимой представляется некая другая методика, которая была бы доступной, простой и недорогостоящей.

Данные каротажных исследований, исследований керна, гидродинамического моделирования и истории параметров разработки, как правило, доступны. Цель настоящего исследования состоит в разработке методики определения ориентации и величины анизотропии с использованием этих данных.

Для решения данной задачи были использованы материалы по одному из месторождений Западной Сибири. Нефтеносный пласт представляет собой юрское баровое песчаное тело, сформированное в прибрежно-морской обстановке осадконакопления. Такие песчаные тела, как правило, анизотропны ввиду предпочтительной ориентации зерен кварца, обусловленной волно-прибойной деятельностью моря.

Образцы керна, извлеченного из одной из скважин, были ориентированы в пространстве и подвергнуты детальному литологическому анализу [3]. Согласно сделанному анализу, тело пласта в основном сформировано аркозовыми и мезомиктовыми песчаниками, которые обнаруживают значительную степень предпочтительной ориентации зерен кварца. На микроскопическом снимке (рис.1,б), полученном на ориентированном керне, можно видеть, что большая часть частиц ориентирована в северо-восточном направлении. Диаграмма на рис.1,а представляет распределение ориентировок зерен кварца.

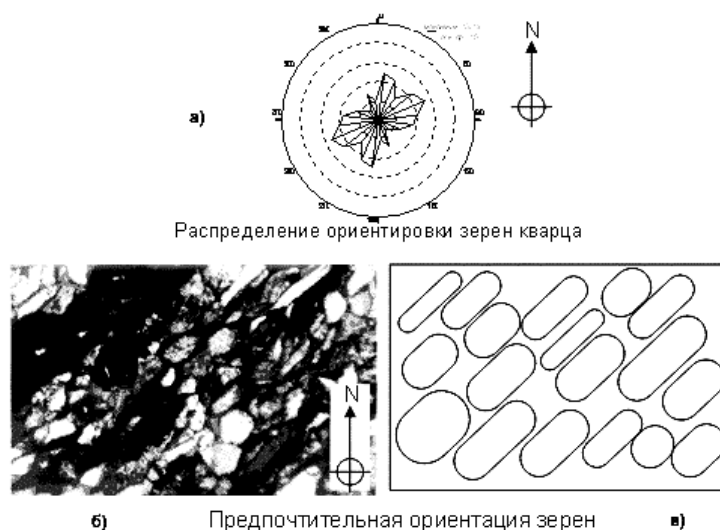


Рис. 1. Анизотропная литологическая характеристика коллектора (а – распределение ориентировки зерен кварца, б – микрофотография фрагмента керна, в – схематическая ориентация зерен кварца)

Среднее арифметическое распределение для всех образцов имеет бимодальный характер. Полученное распределение было аппроксимировано эллипсом. Таким образом, наиболее вероятная ориентация анизотропии в данной части пласта – северо-восточная, с азимутом 38 градусов.

Для определения площадного распределения проницаемости использовались данные ГИС по 18 соседним скважинам. В частности, для определения проницаемости были использованы материалы акустического, нейтронного, гамма- и ПС-каротажа. Вычисленные таким образом значения проницаемости были использованы для картирования проницаемости. На рис. 2 показано распределение проницаемости в верхней части пласта. Это наиболее проницаемая часть пласта с проницаемостью в десятки и сотни миллиарды.



Рис.2. Распределение проницаемости коллектора по данным керна и ГИС (толщина пласта 2 м, вертикальная шкала – диапазон изменений проницаемости, единицы измерения – миллиарды)

Можно видеть, что распределение проницаемости имеет упорядоченный характер, так как большая часть изолиний ориентирована в северо-восточном направлении. Азимут составляет в среднем 40 градусов. Справедливо заключить, что в высокопроницаемой части пласта ориентация изолиний хорошо согласуется как с геологическими, так и с литологическими фактами. По сути, она идентична ориентации древней береговой линии, определяемой из геологической модели, и предпочтительной ориентации зерен кварца из литологического анализа. Таким образом, из площадного распределения проницаемости можно определить ориентацию анизотропии.

Следующая задача – определение величины анизотропии. Для этого имеется два источника данных. Первый источник информации – измерения проницаемости на ориентированном керне. Данный источник доступен на начальной стадии разработки месторождения сразу после бурения скважин. Второй источник информации – гидродинамическое моделирование с переменной величиной анизотропии проницаемости и сравнение результатов моделирования с данными исторических показателей разработки. Для этого анализа необходимы данные по обводненности продукции после прорыва воды ввиду того, что время прорыва воды является наиболее надежным индикатором анизотропии проницаемости. По этой причине данный анализ доступен на средней или завершающей стадии разработки месторождения.

Для определения анизотропии по образцам керна необходимо иметь ориентированный керн. Для этого применяется достаточно простой и надежный

палеомагнитный метод. После ориентации керна необходимо определить направления максимальной и минимальной проницаемости. Это можно осуществить на основе картирования проницаемости, о чем упоминалось ранее. Далее, из керна в двух взаимно перпендикулярных направлениях выпиливаются образцы для измерения проницаемости. Соотношение максимального и минимального значений проницаемости дает величину проницаемости. Такие измерения были проведены на тех самых образцах ориентированного керна, которые были использованы при исследованиях литологии. Так, во всех образцах керна установлена величина анизотропии больше единицы, которая достигает 7. Однако, в большинстве случаев величина анизотропии находится между единицей и двумя. Среднее арифметическое значение величины анизотропии составляет 1.64.

Другой способ определения величины анизотропии – сравнение исторических и расчетных показателей обводненности продукции. На момент исследования в группе изученных скважин, состоящей из одной нагнетательной и шести добывающих скважин, прорыв воды уже произошел ко всем добывающим скважинам. Для целей исследования координатная сетка модели была переориентирована с учетом определенной ранее ориентации анизотропии. После переориентации координатной сетки был произведен расчет обводненности продукции по скважинам с различной величиной анизотропии. В данном расчете проницаемость в каждой ячейке удерживалась постоянной для того, чтобы не изменить начальное распределение проницаемости. В качестве единственного переменного параметра задавали соотношение максимальной и минимальной проницаемости, т.е. величины анизотропии. После моделирования были сравнены расчетные результаты с фактическими показателями истории разработки. Разница в модельных и реальных данных означает накопленную относительную погрешность в оценке обводненности продукции. Для трех исследованных скважин получена величина анизотропии, при которой обеспечивается минимальная погрешность в определении обводненности продукции относительно истории разработки. Эти значения равны 1.69, 1.52 и 1.96. Среднее значение составляет 1.71, что близко к значениям, оцененным на образцах керна.

Анализ результатов расчета и исторических показателей обводненности продукции по ряду скважин не дал идеального совпадения по обводненности ввиду того, что модель не была предварительно адаптирована по какому-либо параметру. Однако анизотропная модель с заданной величиной анизотропии 1.72 дает более близкие к истории результаты по сравнению с изотропной моделью.

На рис. 3 приведено сравнение характера заводнения, оцененного на основе исторических и расчетных данных.

Верхняя карта была построена по данным обводненности продукции по скважинам за последние месяцы добычи. На нижних картах показан характер заводнения из расчетов по изотропной и анизотропной модели с величиной анизотропии 1.72. Можно видеть, что характер заводнения согласно историческим показателям имеет эллиптическую форму и ориентирован в северо-восточном направлении. Это подтверждает присутствие анизотропии

проницаемости в пласте и ее северо-восточную ориентацию. Изотропная модель дает почти круглую форму фронта заводнения. Анизотропная модель дает эллиптический фронт, который представляется более приближенным к реальной ситуации. Таким образом, определение анизотропии горизонтальной проницаемости вполне осуществимо путем сравнения исторических показателей и результатов моделирования.

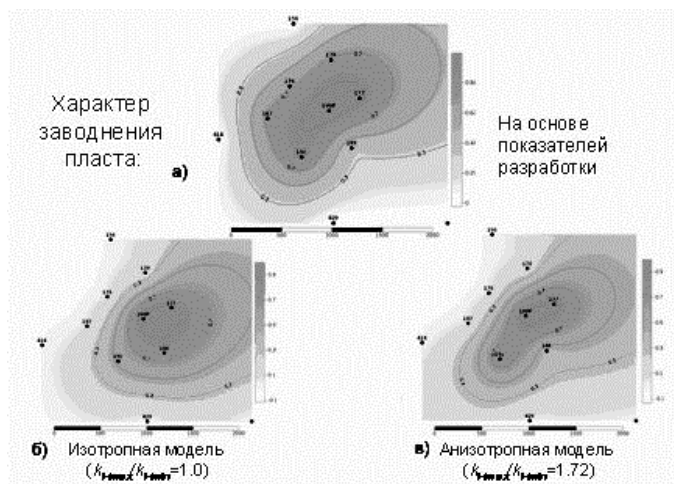


Рис. 3. Сравнение характера заводнения продуктивного пласта по реальным (верхний рисунок, а) и модельным данным с учетом изотропной (б) и анизотропной (в) моделей (вертикальная шкала – диапазон изменений заводненности в относительных единицах)

Обобщая результаты исследования, мы можем предложить следующую методику определения анизотропии горизонтальной проницаемости. На начальной стадии разработки месторождения, когда отсутствует история обводненности продукции, необходимо использовать каротажные данные и ориентированный керн. Ориентация анизотропии определяется на основе картирования проницаемости, величина анизотропии определяется на основе измерений проницаемости керна.

На завершающей стадии разработки месторождения, когда прорыв воды к добывающим скважинам произошел, необходимо использовать те же каротажные данные и данные по обводненности продукции. Каротажные данные используются для определения ориентации анизотропии. Затем путем сравнения расчетных и исторических величин обводненности продукции по скважинам определяется величина анизотропии.

Предлагаемая методика для определения анизотропии горизонтальной проницаемости, могла бы найти следующие области применения. Во-первых, она может использоваться для построения уточненной гидродинамической модели с возможностью дальнейшей адаптации по величине анизотропии. Во-вторых, уточненная модель могла бы быть полезной для таких целей управления разработкой, как оптимизация заводнения, оптимизация сетки скважин, бурение дополнительных скважин, задание азимута горизонтальных скважин, выбор кандидатов для проведения ГРП. В данных областях

информация об анизотропии горизонтальной проницаемости традиционно востребована.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ramey, H.J. Interference Analysis for Anisotropic Formations – A Case History.// J.Petrol.Tech. (Oct.1975).- P.1290-1298; Trans., AIME, 259.
2. Papadopoulos, I.S. Nonsteady Flow to a Well in an Infinite Anisotropic Aquifer.// Dubrovnik Symposium on the Hydrology of Fractured Rocks. - Dubrovnik, Yugoslavia, 1965.
3. Меркулов В.П., Александров Д.В., Краснощекова Л.А. и др. Методика и результаты изучения анизотропии верхнеюрских коллекторов. / В кн.: Геофизические методы при разведке недр и экологических исследований. - Томск: Изд-во ТПУ, 2003.- С.114-119.

© К.О. Исканиев, П.П. Кибиткин, В.П. Меркулов, 2006

УДК 550.83

А.Н. Шеин

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

СОВМЕСТНАЯ ИНВЕРСИЯ ДАННЫХ МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ЗОНДИРОВАНИЙ С УЧЕТОМ ВЫЗВАННОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ НА ПРИМЕРЕ КРЕСТИЩЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В 1986 году, в комплексе с сейсмическими исследованиями в западной Германии использовалась система LOTEM (Long-Offset Transient Electromagnetic Method), которая в то время носила аббревиатуру DEMS IV (Digital Electromagnetic System). Данные, полученные установкой подобной LOTEM, и были использованы в данной работе. Для большей адекватности используемой модели, необходима инверсия нескольких компонент поля на одном пикете (совместная инверсия) и учет чувствительности электрических компонент к вызванной поляризации (ВП).

Здесь приводятся результаты совместной инверсии, полученные с помощью программной системы на основе прямых задач (Антонов Е.Ю.) для горизонтально – слоистой модели среды с частотной дисперсией проводимости.

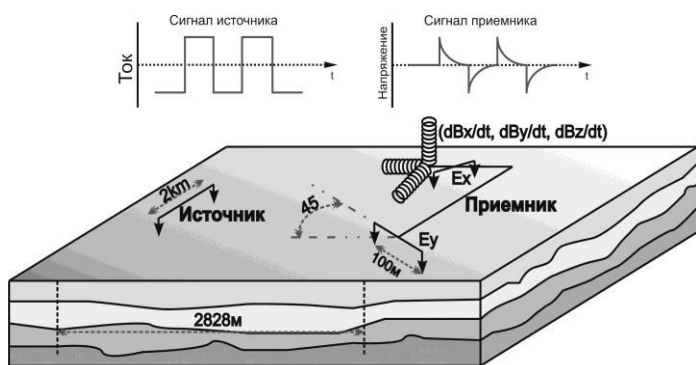


Рис. 1

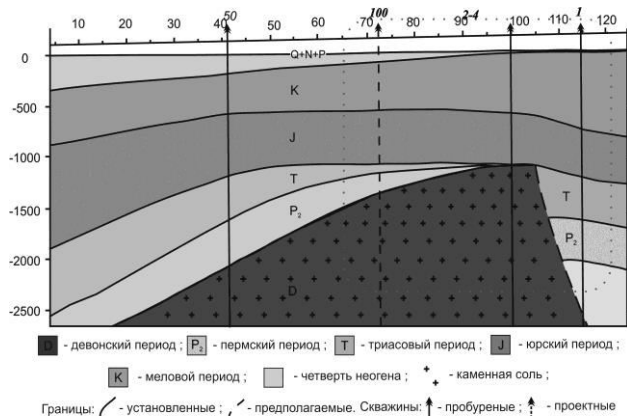


Рис. 2

Программа позволяет моделировать полные векторы электрического и магнитного поля, а также вектор производных магнитной индукции. Для расчетов использовались экспериментальные данные, полученные на Крестищенском месторождении Харьковской области, Украина.

LOTEM – подгруппа МПП с фиксированным источником поля в виде заземленной линии. Детальное описание теории и принципы регистрации данных приведены во многих источниках литературы.

В рассмотренных глубинных нестационарных ЭМ зондированиях, измерялся сигнал от выключения ступеньки постоянного тока в электрической линии длиной 2 км. В качестве приемников использовались индукционные датчики с эффективной площадью 80000 м^2 и заземленные линии длиной 100 м. Разнос составил 2828 м, а глубина исследования составила 3 км (рис. 1). В приемнике записывается ЭМ поле токов, индуцированных в геологической среде. Полученный сигнал содержит информацию о распределении проводимости земной толщи.

Промышленная разработка газовых месторождений Украины началась в 1924 году. С начала 70-х годов разрабатывается Крестищенское месторождение. Месторождение горючего газа и нефти связанное главным образом с палеозойскими отложениями Днепровско-Донецкой впадины (Сумская, Полтавская, Харьковская и Черниговская обл.). На рис. 2 приведен геологический профиль крестищенского месторождения по линии №50, который использовался при построении стартовой модели для инверсии.

Традиционная модель среды – это совокупность разделенных плоско-параллельными границами пластов, в пределах каждого из которых проводимость $\sigma_1, \dots, \sigma_i, \dots, \sigma_N$ и магнитная проницаемость $\mu_1, \dots, \mu_i, \dots, \mu_N$ постоянны. Координаты плоских границ в декартовой системе координат XYZ (ось z направлена вниз) – $z_1, \dots, z_i, \dots, z_N$. Используя преобразование Фурье, в частотной области система уравнений Максвелла в i -ом слое, в отсутствие сторонних источников, записывается в виде (выбирая временную зависимость $e^{-i\omega t}$):

$$\begin{aligned} \operatorname{rot} \vec{H} &= \sigma_i \vec{E}; \\ \operatorname{rot} \vec{E} &= i\omega \mu_i \vec{H}; \\ \operatorname{div} \vec{H} &= 0; \\ \operatorname{div} \vec{E} &= 0. \end{aligned} \quad (1)$$

Как известно, для определения поля произвольного источника, в горизонтально-слоистой среде, достаточно определить пространственные Фурье-образы его вертикальных компонент. Функции E_z, H_z удовлетворяют в каждом слое однородному уравнению Гельмгольца $\Delta F - k_i^2 F = 0$ ($F = E_z, H_z$), и условиям излучения на бесконечности, которые можно записать в виде: $\{E_z, H_z \rightarrow 0, (x, y, z) \rightarrow \pm\infty\}$. Из условия непрерывности компонент ЭМ поля на границах раздела получим систему граничных условий ($i = 1, \dots, N$):

$$\left[\sigma E_z \right] \Big|_{z=z_i} = \sigma_{i+1} E_z \Big|_{z=z_i+0} - \sigma_i E_z \Big|_{z=z_i-0} = 0; \quad \left[\frac{\partial E_z}{\partial z} \right] \Big|_{z=z_i} = \frac{\partial E_z}{\partial z} \Big|_{z=z_i+0} - \frac{\partial E_z}{\partial z} \Big|_{z=z_i-0} = 0$$

$$\left[\mu H_z \right] \Big|_{z=z_i} = \mu_{i+1} H_z \Big|_{z=z_i+0} - \mu_i H_z \Big|_{z=z_i-0} = 0; \quad \left[\frac{\partial H_z}{\partial z} \right] \Big|_{z=z_i} = \frac{\partial H_z}{\partial z} \Big|_{z=z_i+0} - \frac{\partial H_z}{\partial z} \Big|_{z=z_i-0} = 0 ,$$

Разрешив эту задачу, мы найдем необходимую нам компоненту ЭМ поля. Выражение для произвольной компоненты электромагнитного поля произвольного дипольного гармонического источника в горизонтально-слоистой среде может быть компактно записано в виде, предложенном в [4]:

$${}^V F_m^s = \frac{1}{2\pi} \int_0^\infty \left[\left({}^V \Gamma_F \right)_m^s E f_m^s(\lambda, \omega, z, z_0) + \left({}^V \Gamma_F \right)_m^s H f_m^s(\lambda, \omega, z, z_0) \right] d\tau. \quad (2)$$

Здесь индекс $V \in \{I_x, I_y, I_z, M_x, M_y, M_z\}$ указывает на тип источника. Индексы s, m определяют положения источника и точки измерения, соответственно. Функции ${}_E f_m^s(\lambda, \omega, z, z_0)$ и ${}_H f_m^s(\lambda, \omega, z, z_0)$ зависят от электромагнитных свойств среды и взаимного расположения источника и приемника по вертикали. Дифференциальные операторы $\left({}^V \Gamma_F \right)_m^s, \left({}^V \Gamma_F \right)_m^s$ определяют зависимость от типа источника, измеряемой компоненты и взаимного расположения источника и приемника по горизонтали. При построении вычислительных процедур мы использовали, с небольшими изменениями, известные выражения из [2-3].

Интегралы, входящие в состав выражения (2) таковы, что могут быть вычислены с помощью сплайновых интерполяционных квадратур. Квадратурные коэффициенты рассчитываются однократно и сохраняются для дальнейшего использования.

Решение обратной задачи ищем, минимизируя функционал среднеквадратичного отклонения. Он имеет вид:

$$\sum_j \frac{1}{1-n_j} \left[\left(\sum_i \left(\frac{{}_j f_i^{\text{экспер}} - {}_j f_i^{\text{теор}}}{{}_j f_i^{\text{экспер}} \delta_i^j} \right)^2 \right)^{1/2} \right], \text{ где } {}_j f_i^{\text{экспер}} - \text{данные, полученные при}$$

полевых измерениях, ${}_j f_i^{\text{теор}}$ - вычисленная, с помощью описанного выше алгоритма, необходимая компонента поля, δ_i^j - относительная ошибка измерения. Коэффициент i соответствует времени t_i , коэффициент j - компонента поля, n_j - количество времен для соответствующей компоненты. Минимизация проводится методом Нелдера-Мида (метод деформируемого многогранника). Этот метод был выбран, т.к. при достаточно хорошем начальном приближении он устойчиво сходится, несмотря на то, что подбирается достаточно большое количество параметров. Более детальное описание метода можно найти в [5].

На основе приведенной схемы для решения прямой задачи и метода минимизации Нелдера-Мида, была создана программная система, позволяющая проводить как покомпонентную, так и совместную инверсию данных.

Используя геологические данные Крестышенского района как начальное приближение, была проведена покомпонентная инверсия. Пример расчетов можно видеть на рис. 3, который демонстрирует достаточно хорошее совпадение теоретических и экспериментальных данных, что дает нам хорошую стартовую модель для совместной инверсии. В результате совместной инверсии с учетом вектора производных магнитной индукции был получен геоэлектрический разрез достаточно хорошо коррелирующий с геологическими данными (рис. 4). После успешной инверсии по трем компонентам

производных магнитной индукции $\left(\frac{\partial B_x}{\partial t}, \frac{\partial B_y}{\partial t}, \frac{\partial B_z}{\partial t}\right)$, была проведена совместная

инверсия с учетом уже исследованных данных и двух электрических компонент (E_x, E_y) . Результат показал достаточно большое расхождение рассчитанных электрических компонент и экспериментальных данных, в отличие от ЭДС, что вызвано высокой чувствительностью установки, состоящие из питающей и приемных линий к процессам вызванной поляризации. Это потребовало усложнить модель и учесть частотную дисперсию удельного сопротивления.

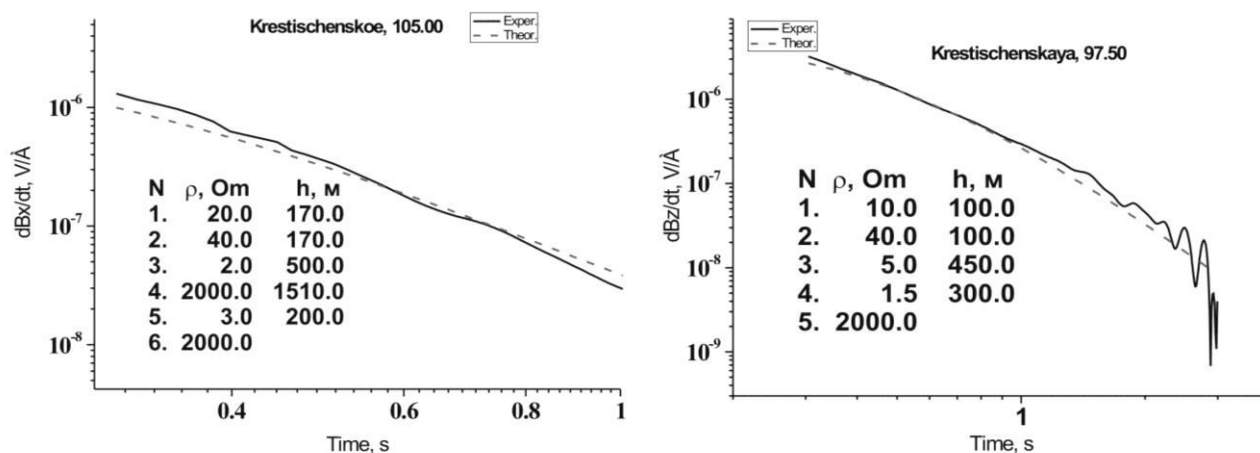


Рис.3 Результаты покомпонентной инверсии.

В решение задачи вводится комплексная функция $\rho(i\omega)$, которая описывает частотную дисперсию УЭС. Наиболее известным и часто применяемым представлением частотной характеристики вызванной поляризации вещества, удовлетворяющей большинству экспериментальных дисперсионных зависимостей, является формула Cole-Cole [4]:

$$\rho(i\omega) = \rho_0 \left[\frac{1 + (i\omega\tau)^c}{1 + (1-m)(i\omega\tau)^c} \right],$$

где m - поляризуемость, τ - времена релаксации, c - показатель степени.

После инверсии первых пикетов, было принято решение не учитывать компоненты E_y и

$\frac{\partial B_y}{\partial t}$ в связи с их слабыми

сигналами, и как следствие достаточно неточными измерениями. Одна из обработанных точек представлена на рис. 5, где показаны теоретические и экспериментальные кривые компонент участвующих в совместной инверсии, как с учетом ВП, так и в ее отсутствии, а также модель, полученная в результате совместной инверсии. Видно, что при учете частотной дисперсии проводимости, чувствительная к ней компонента E_x подбирается лучше, что позволяет более точно определить параметры среды.

Подводя некоторый итог, можно сделать следующий вывод: учет частотной дисперсии электропроводности среды позволил получить непротиворечивую геоэлектрическую модель среды, как результат совместной инверсии данных многокомпонентных измерений.

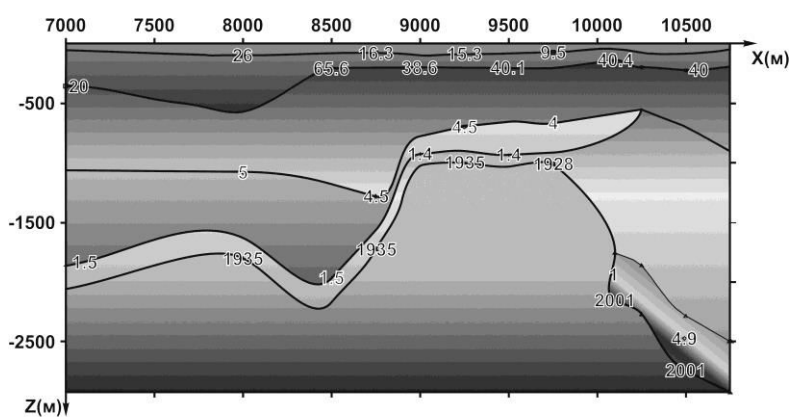


Рис.4 Геоэлектрический разрез построенный по результатам совместной инверсии с использованием производных вектора магнитной индукции (цифрами на разрезе обозначено УЭС).

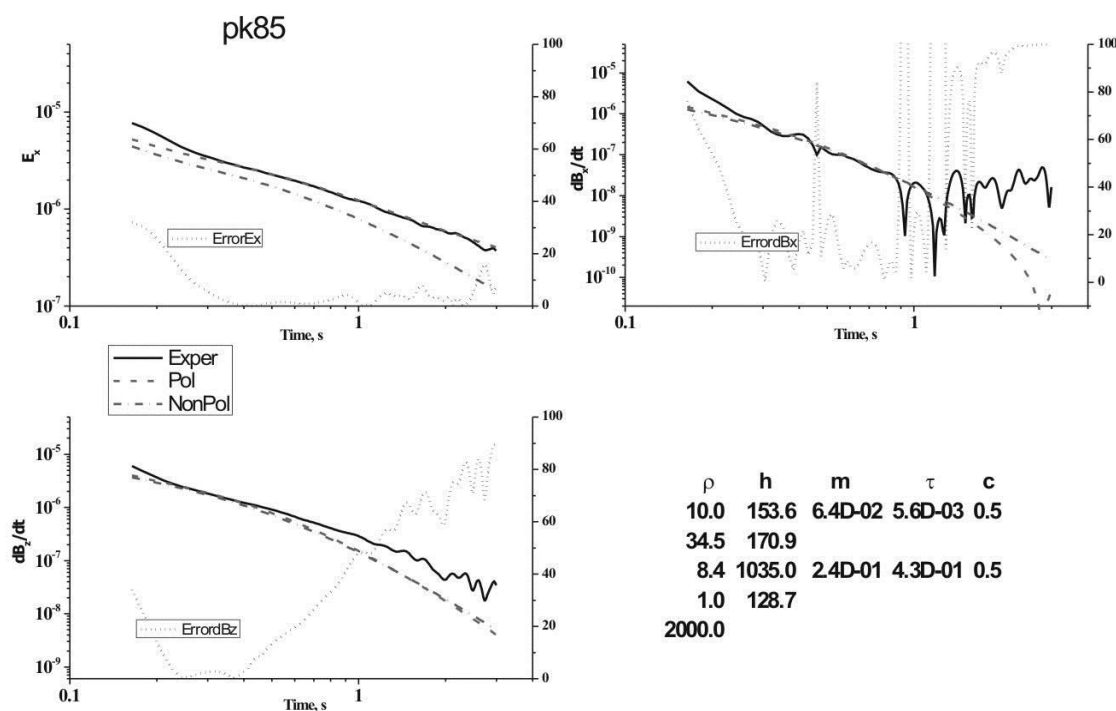


Рис. 5 Результаты совместной инверсии с учетом вызванной поляризации и электрических компонент.

Работа выполнена в лаборатории электромагнитных полей ИГ СО РАН. Автор выражает искреннюю признательность руководителю работы Е.Ю. Антонову.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Kurt-M. Strack, Exploration with Deep Transient Electromagnetics // Methods in Geochemistry and Geophysics, 1999
2. Л.А. Табаровский, Применение метода интегральных уравнений в задачах геоэлектрики, Новосибирск, Наука, 1975
3. Л.А. Табаровский, В.П. Соколов, Программа расчета нестационарного поля дипольных источников в горизонтально-слоистой среде // Электромагнитные методы геофизических исследований, Новосибирск, 1982.
4. Buselli G. The effect of near surface superparamagnetic material on electromagnetic transients // Geophysics, 1982, v. 47, p. 1315-1324.
5. Химмельблау Д. Прикладное нелинейное программирование. – М.: Мир, 1975. – 534 с.

© А.Н. Шеин, 2006

УДК 556.340.84

С.В. Мучник

ИГД СО РАН, Новосибирск

ВЗРЫВОМЕХАНИЧЕСКИЙ СЕЙСМОИСТОЧНИК

Одним из направлений решения проблемы повышения качества полезного сигнала на годографе является минимизация шумов сейсмоисточника. Так, при использовании погружного заряда ВВ шумы возникают, в частности, из-за поршневого действия взрывных газов на грунт и грунтовые воды, а также распространения непроизводительных поверхностных волн. Использование накладных зарядов ВВ, размещаемых на поверхности, ликвидирует газопоршневой генератор шума, однако затрудняет прохождение полезного сигнала через приповерхностный грунтовый слой.

Мне представляется целесообразным провести геофизические исследования использования в качестве взрывомеханического сейсмоисточника (далее: «ВМС») патентованного устройства, применяемого в горном деле для усиления действия взрыва скважинных зарядов ВВ в донной части скважин. Он состоит из стального стержня-волновода 2 (рис. 1) и пяты-мембраны 1. Накоплен следующий опыт его применения.

При использовании на рудниках его введение в восстающую скважину осуществляют на шланге пневмозарядной машины. Для этого стержень-волновод 2 (рис. 2,а) вводят в шланг 1 до упора о пята-мембрану 3, которую вместе с концом шланга покрывают фартуком 4 из 2–3 слоёв плотной бумаги от тары ВВ. Шланг с ВМС вводят в скважину до упора пяты-мембраны 3 (рис. 2,б) в её забой 5. После этого включают пневматическую подачу гранулированного

ВВ (например, гранулит АС–8). Поток сжатого воздуха и ВВ выталкивает ВМС из шланга и прижимает внешней стороной пяты-мембраны к забою скважины, при этом стержень-волновод 2 и внутренняя сторона пяты-мембраны оказываются запрессованными в заряд ВВ 6.

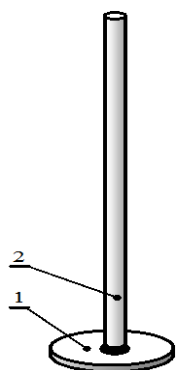


Рис. 1. ВМС:

1 – пяты-мембрана; 2 – стержень-волновод

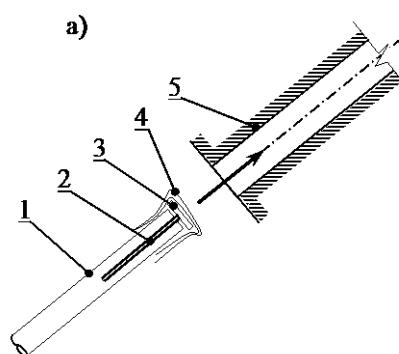
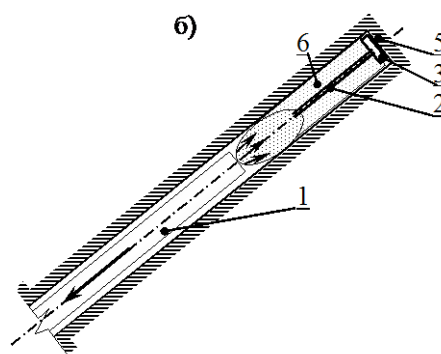


Рис. 2. Введение вибратора в скважину (а) и его рабочее положение (б):

1 – шланг пневмозарядной машины, 2, 3 – стержень-волновод и пяты-мембрана; 4 – бумажный фартук; 5 – скважина; 6 – ВВ



При зарядании шпуров патронированным ВВ (на рис. не показано) в торце первого патрона (аммонит № 6 ЖВ) делают прокол шилом взрывника, куда вводят стержень-волновод ВМС до упора пяты-мембраны в торец патрона. Патрон досылают в шпур пятой вперед до упора в забой шпура, после чего зарядание ведут в обычном порядке. Применяют только при прямом инициировании заряда.

Принцип действия ВМС состоит в следующем. Фронт детонационной волны подходит к стержню-волноводу и наносит удар по его плоскому торцу. В стержне возникает ударная волна, которая движется в сторону пяты-мембраны со скоростью, превышающей скорость звука в стали $c=5050$ м/с. Скорость детонации гранулита АС–8 $D=3000\div3600$ м/с. Так как $c>D$, то ударная волна по стержню обгоняет детонационный фронт, достигает мембраны 1 и вызывает её вибрацию. Благодаря этому к моменту выхода детонационной волны к мембране взрывные газы оказываются в вибрационном поле.

Возбуждаемые мембраной акустические колебания распространяются от фронта детонационной волны из среды с большей плотностью в среду с меньшей плотностью. В связи с понижением плотности скорость распространения ультразвука с удалением от мембраны замедляется. Поскольку частота колебаний остаётся неизменной, с падением скорости звука длина волны уменьшается, а амплитуда давлений растет. В результате на некотором удалении от мембраны давление на стенку скважины достигает пика. В этом месте следует ожидать образование кольцевого закола, из которого под действием высокого давления взрывных газов прорастает магистральная трещина, которая, в отличие от обычных радиальных и тангенциальных трещин, ориентирована в плоскости поперечного сечения скважины. Если пята-

мембрана колеблется с достаточной интенсивностью, то это должно отразиться на качестве взрывной подготовки горной массы и проработки забоя.

Работа ВМС исследовались на руднике "Николаевский" ОАО "Дальполиметалл" при проведении выработок сечением $15,35 \text{ м}^2$ по сульфидным рудам с коэффициентом крепости $f \geq 15$. При этом применялся метод раздельного взрывания, когда горнопроходческий цикл осуществляется в две смены с первоначальной проходкой прямого призматического вруба $1 \times 1 \times 2,6$ м. Контролируемые параметры: а) свободное пространство 1 (рис. 3) врубовой полости, не занятое отбитой рудой 2 (замеры производились через каждые 0,5 м); б) глубина остающейся в забое непроработанной взрывом части врубовых шпуров 3 ("стаканов") с вычислением среднеквадратичного отклонения от среднего значения (по шести верхним доступным для наблюдения шпурам). Объем испытаний — по три контрольных и экспериментальных цикла.

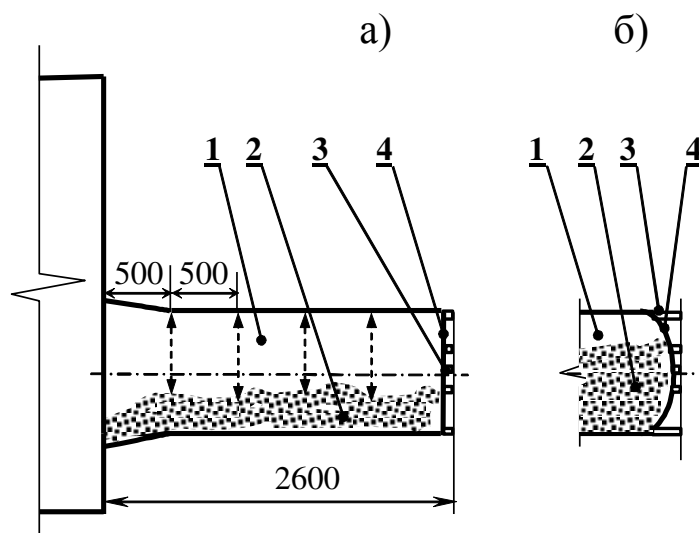


Рис. 3. Испытание ВМС в проходческих забоях: характерное положение экспериментальной (а) и контрольной (б) врубовых полостей 1; 2 — навал оставшейся во врубе отбитой руды; 3 — остающаяся в забое 4 вруба непроработанная взрывом часть шпуров ("стаканы")

Испытания показали, что средний объем свободного пространства врубовой полости при использовании ВМС увеличился примерно вдвое (с $0,9 \text{ м}^3$ до $1,7 \text{ м}^3$). Выброс руды из полости вруба при экспериментальных циклах возрос в среднем с 30 % до 57 %.

В серии контрольных циклов глубина замеренных "стаканов" верхних шпуров вруба колебалась в широком диапазоне (от 53 до 116 мм) и составила в среднем 74 мм при среднеквадратичном отклонении 18 мм.

При использовании ВМС разброс замеренной глубины "стаканов" составил от 41 до 69 мм, т.е. значительно уменьшился по сравнению с контрольными циклами. При средней их глубине 47 мм (т.е. примерно 1/3 длины стержня) среднеквадратичное отклонение уменьшилось до 5 мм, что сопоставимо с неровностями края "стакана". В результате в экспериментальной серии забой

вруба 4 (рис. 3,а) приобрел плоскую форму, тогда как в контрольной серии он имел характерную выпуклость (рис. 3,б) из-за ухудшения условий отбойки на периферии вруба.

Полученные данные подтверждают высказанное выше предположение о том, что интенсивность колебаний мембраны достаточна, чтобы на определенном расстоянии от неё по всему сечению забоя прошла поперечная трещина, четко определяющая границу разрушения забоя по глубине, и увеличился импульс выталкивания породы из полости вруба.

Наблюдения за работой ВМС в течение двух лет проводились на руднике "3-й Советский" ОАО "Дальполиметалл" при подземной добыче сульфидных (свинцово-цинковых) руд. Согласно типовому проекту, бурение вееров скважин 2 (рис. 4,а) диаметром 51 мм вели с буродоставочных штреков 1. Глубина скважин определялась выбуриванием на контакт рудного тела с вмещающими породами 4 (рис. 4,а,б), но не превышала 15 м. Перебур скважин за контур 4 не допускался во избежание разубоживания руды пустой породой.

Обычно за один цикл взрывных работ (ВР) осуществляли зарядание и взрывание 2–3 вееров скважин, при этом в некоторых случаях не удавалось произвести отбойку руды по контакту с вмещающими породами. В камере оставался участок неотбитой руды 3, возникала, так называемая, "затяжка" камеры. В этом случае забой останавливали и "затяжку" разрушали зарядами ВВ, размещенными в специально пробуренных скважинах.

Контрольные цифры на время начала испытаний были таковы: при объеме годовой добычи 70000 м^3 руды объем "затяжек", по которым применяли дополнительное бурение, достигал 2400 м^3 , т.е. 3,4 %. Среднегодовой выход руды с погонного метра скважин составлял $1,08 \text{ м}^3/\text{м}$.

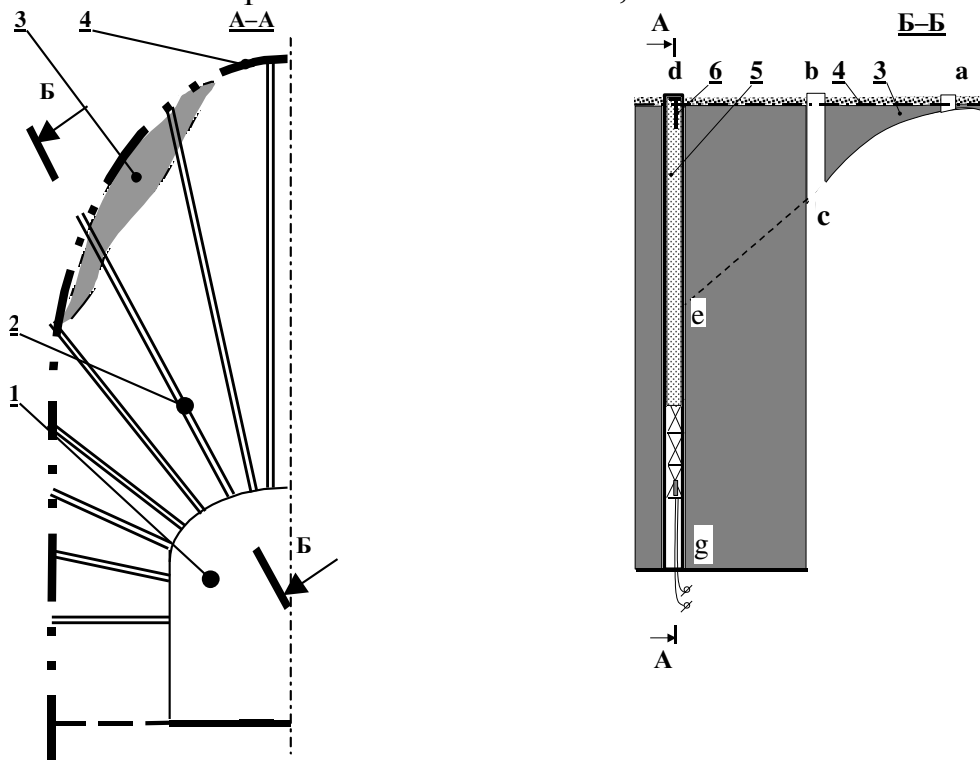


Рис. 4. Схема ликвидации затягивания камеры неотбитой рудой ("затяжки") 3 применением ВМС 6: 1 – буродоставочный штрек, 2 – веер скважин, 4 – контур контакта рудного тела с вмещающими породами, 5 – заряд ВВ в скважине

Целью испытаний опытных партий ВМС было установление эффективности их применения для ликвидации "затяжек" и профилактики их возникновения. Конструкция экспериментального заряда с прямым инициированием представлена на рис. 4,б. Гранулит АС–8 подавали в скважину 5 пневматическим способом. ВМС 6 размещали в забое скважины. Типовая конструкция заряда ВВ (на рис. не показана) отличалась от экспериментальной лишь одним — отсутствием ВМС.

Испытания производили в два этапа. Первоначально ВМС использовали для усиления заряда только при ликвидации уже образовавшихся "затяжек" 3 в контурах *abc* взрыванием очередного веера скважин. В контрольных циклах ликвидацию производили в обычном порядке.

Результаты испытаний показали, что колебания мембраны происходят настолько интенсивно, что это гарантирует решение задачи одним циклом ВР с отбойкой руды по границам камеры *adg*. Контрольные циклы обычного взрывания в ряде случаев оказывались неэффективными. При этом объём оставшейся в камере неотбитой руды увеличивался до контура *abdec*, что приводило к необходимости остановки забоя и бурения специальных скважин.

В целом по руднику среднегодовой объём "затяжек" в результате проведения первого этапа испытаний снизился в 3,75 раза — до 640 м^3 (0,9 % всего объёма годовой добычи). В среднем выход руды возрос до $1,18 \text{ м}^3/\text{м}$ (на 9 %) за счет уменьшения объёмов вторичного бурения. Испытания также показали, что профилактическое применение ВМС в обоих вариантах полностью снимает проблему образования затяжек, случаев их возникновения отмечено не было.

Наблюдения за качеством дробления позволили отметить снижение среднегодового показателя выхода негабарита до 25 %, в абсолютных цифрах — на $3675 \text{ м}^3/\text{год}$. Видимо, улучшение дробления и в этом случае связано с повышенной скоростью отброса руды, отмеченному ранее при испытаниях ВМС в проходческих забоях.

Проведенные исследования показали, по стержню-волноводу на пята-мембрану при взрыве заряда ВВ передается весьма мощный импульс, достаточный, чтобы резко менять картину разрушения призабойного пространства шпура или скважины. В связи с этим представляется, что ВМС подобной конструкции можно использовать как сейсмоисточник при геофизических исследованиях. В этом случае пята-мембрану 1 (рис. 5) следует заглублять в грунт на

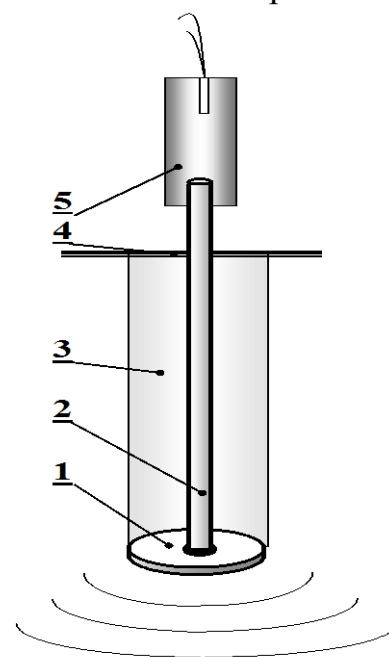


Рис. 5.
Конструкция
ВМС

нужную глубину, а стержень-волновод 2 должен выступать из скважины 3 на поверхность 4. На его торце следует размещать заряд ВВ 5. Взрыв этого заряда над поверхностью не создаст шумовых помех для регистрирующей аппаратуры. Взрывной импульс передастся по стержню-волноводу 2 на пята-мембрану 1, которая, вибрируя, пошлёт полезный сигнал в исследуемый участок горного массива.

© С.В. Мучник, 2006

ВЛИЯНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА НА РАЗНОСТИ ФАЗ И ОТНОСИТЕЛЬНЫЕ РАЗНОСТИ АМПЛИТУД ВИКИЗ

ВИКИЗ – метод высокочастотных индукционных каротажных зондирований – предназначен для определения удельного электрического сопротивления пород в нефтегазовых скважинах. ВИКИЗ обеспечивает измерение разностей фаз пятью трехкатушечными зондами различной глубинности. Поскольку все зонды обладают различной глубинностью исследования, метод позволяет проводить оценку изменения УЭС от скважины к неизменной части пласта (так называемое радиальное зондирование).

При исследовании скважин, заполненных глинистым буровым раствором с характерным сопротивлением около 2 Ом·м, влияние скважины на показания зондов незначительно. В то же время использование ВИКИЗ в скважинах с сильнопроводящими биополимерными буровыми растворами выявило повышенное влияние скважины на показания зондов, а так же возникновение отрицательных разностей фаз, не имеющих трансформации в кажущиеся УЭС по однородной среде. Целью настоящей работы является анализ разности фаз и относительной разности амплитуд ВИКИЗ по синтетическим диаграммам при различных сопротивлениях буровых растворов.

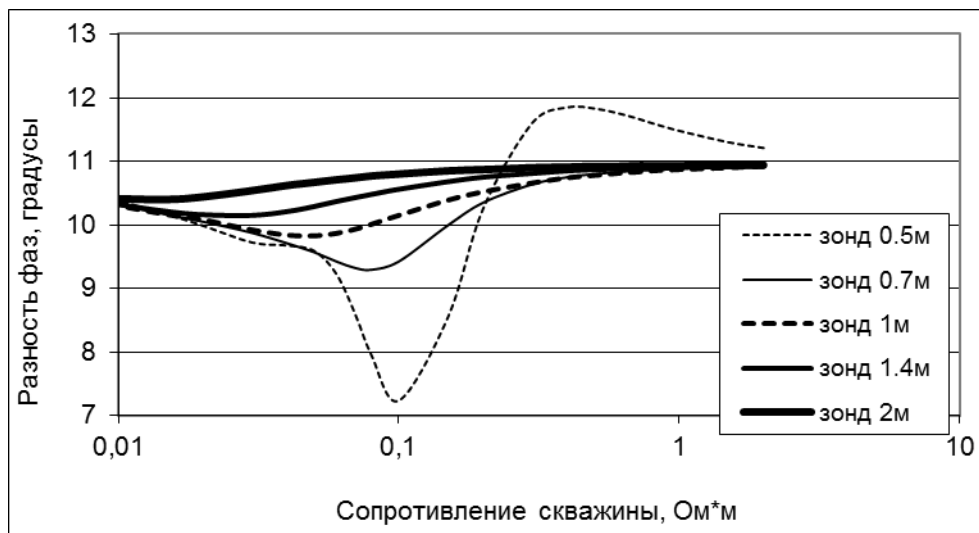
В области высоких частот, используемых в методе ВИКИЗ, аналога теории геометрического фактора не существует. Это связано с тем, что токи, текущие в различных частях среды, взаимодействуют между собой. В этом случае нельзя ввести понятие «вклад части среды» из-за того, что сигналы от токов, текущих в отдельных областях, могут частично взаимокомпенсироваться. Это приводит к тому, что сигнал, обусловленный токами во всем пространстве, может быть меньше, чем сигнал от токов его части.

Для определения влияния бурового раствора на показания зондов ВИКИЗ был проведен расчет синтетических данных в цилиндрических моделях «скважина-пласт». При расчете использовалась программа DPcylHighAcc (Эпов М. И., Институт геофизики СО РАН). Расчет проводился для пластов с сопротивлением R_p равным 10 и 100 Ом·м, сопротивление скважины R_c изменялось от 0.01 до 2 Ом·м. Радиус скважины был принят равным 0.108 м. Прибор располагается на оси скважины.

На рис. 1 представлены результаты расчета разностей фаз. В диапазоне изменения сопротивления скважины от 0.3 до 2 Ом·м наличие скважины приводит к увеличению измеренного сигнала для зонда 0.5 м и незначительному уменьшению сигналов для остальных зондов. Так при $R_c=2$ Ом·м относительное влияние скважины на показания короткого зонда при $R_p=10$ Ом·м составляет 1.8%, а при $R_p=100$ Ом·м – 10%. Такое увеличение измеренного сигнала приводит к занижению кажущегося сопротивления R_k по короткому зонду на 3.7% и 12.6% (до 9.63 и 87.4 Ом·м) соответственно.

Наибольшее увеличение сигнала короткого зонда наблюдается при $R_c=0.4$ и 0.6 Ом·м для пластов 10 и 100 Ом·м соответственно и составляет 7.4% и 21.8% (при этом $R_k=8.8$ и 77.6 Ом·м).

Расчет для пласта 10 Ом·м



Расчет для пласта 100 Ом·м

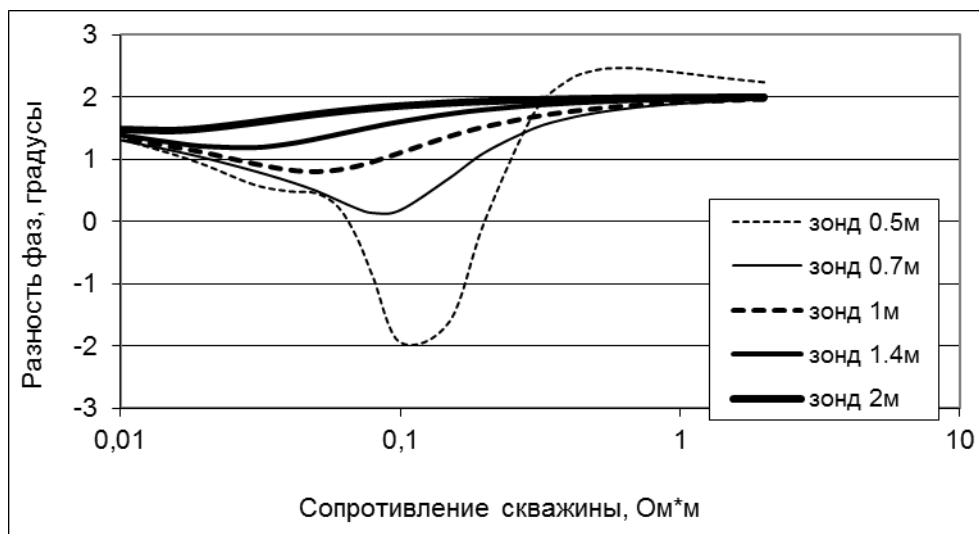


Рис. 1. Зависимость разности фаз от сопротивления скважины

В диапазоне сопротивлений скважины от 0.3 до 0.01 Ом·м наличие скважины приводит сначала к уменьшению, а затем к увеличению сигнала для всех зондов. Наиболее сильное уменьшение сигнала наблюдается для более коротких зондов. Минимальные показания зондов меньшей длины соответствуют большим сопротивлениям скважины.

При проведении каротажа скважинный прибор, не имеющий центраторов, находится на стенке скважины и при изучении влияния скважины на показания прибора необходимо это учитывать. Кроме того, необходимо учитывать влияние корпуса прибора, вытесняющего часть проводящего бурового раствора.

На рис. 2 приведено сравнение разностей фаз для зонда 0.5 м, рассчитанных по программам DPcylHighAcc (без учёта влияния корпуса) и Namer (Нечаев О.В. Шурина Э.П., НГТУ) с учетом влияния корпуса и смещения зонда. Видно, что влияние корпуса проявляется при R_c ниже 0.04 Ом·м и приводит к увеличению сигналов. Влияние эксцентриситета проявляется при R_c менее 1 и 10 Ом·м для $R_p=10$ и 100 Ом·м соответственно и приводит к увеличению сигналов при R_c выше 0.04 Ом·м и уменьшению сигналов при более низких сопротивлениях.

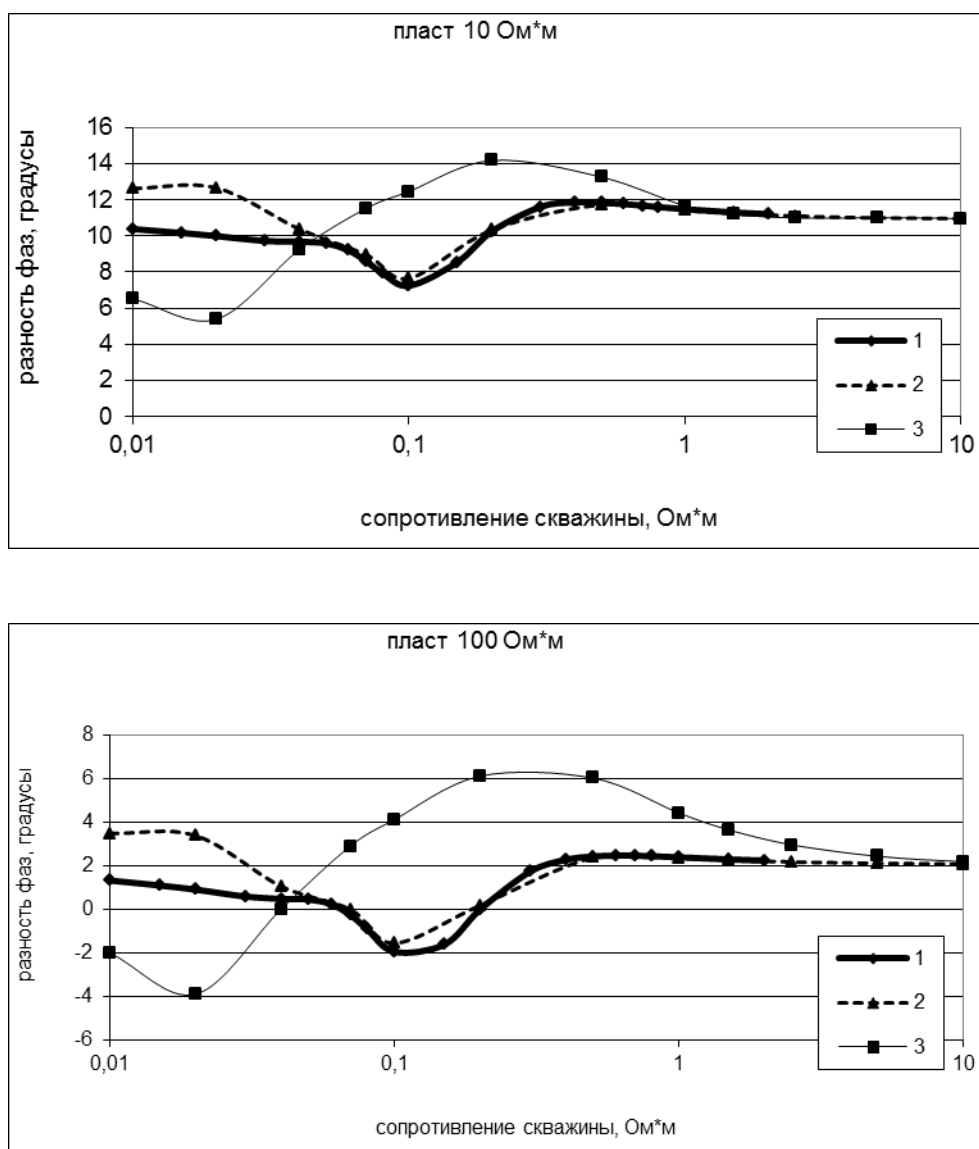


Рис. 2. Зависимость разности фаз для зонда 0.5 м от сопротивления скважины. 1 – расчет без учета корпуса прибора, зонд на оси скважины, 2 – расчет с учетом корпуса прибора, зонд на оси скважины, 3 – расчет с учетом корпуса прибора, зонд на стенке скважины

Наименьшие значения сигналов для короткого зонда соответствуют $R_c=0.1$ и 0.02 Ом·м при положении зонда на оси и на стенке скважины соответственно и составляют 7.2° и 5.4° при $R_p=10$ Ом·м и -1.9° и -3.9° при $R_p=100$ Ом·м. При

$R_c < 0.3$ Ом·м погрешность определения сопротивления пласта с сопротивлением 100 Ом·м может быть сколь угодно большой, а при отрицательных значениях разности фаз расчет R_k по однородной среде невозможен. При максимальном занижении показаний (5.4°) R_k пласта с истинным сопротивлением 10 Ом·м завышается практически в 3 раза (до 28.5 Ом·м). Наибольшие значения сигналов соответствуют сопротивлениям скважины 0.02 и 0.2 Ом·м. При максимальном завышении показаний погрешность в определении УЭС пласта достигает 33% ($R_k=6.7$ Ом·м) для пласта сопротивлением 10 Ом·м и 38% ($R_k=62$ Ом·м) для пласта сопротивлением 100 Ом·м.

Как показано в [1], влияние эксцентриситета существенно только для трёх коротких зондов. Поэтому для более точной оценки сопротивления пласта можно использовать показания длинного зонда. Так во всем диапазоне изменения сопротивления скважины то 0.01 до 2 Ом·м кажущиеся сопротивления по длинному зонду могут быть завышены не более чем на 8.2% и 45% для пластов 10 и 100 Ом·м соответственно.

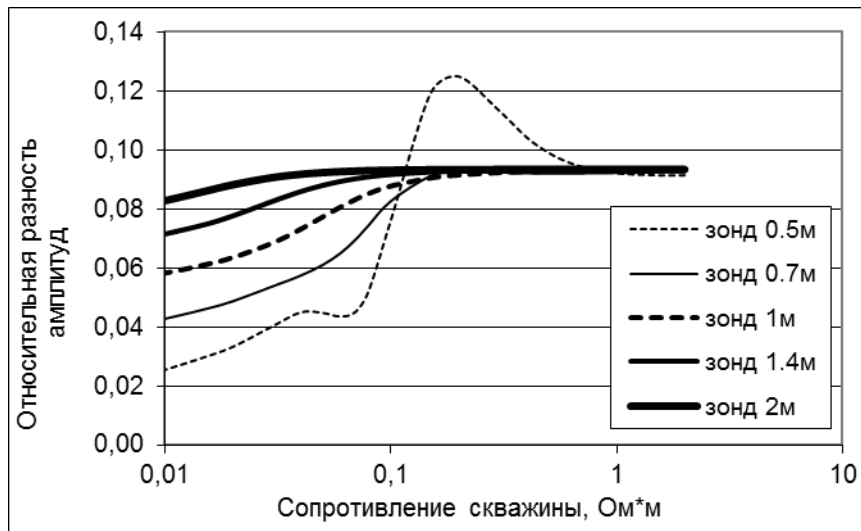
На рис. 3 представлены результаты расчета относительной разности амплитуд ВИКИЗ по программе DPcylHighAcc. В диапазоне изменения R_c от 0.15 до 2 Ом·м наличие скважины приводит к незначительному уменьшению измеренного сигнала для всех зондов кроме короткого. Показания короткого зонда при R_c выше 1 Ом·м незначительно занижены, а при уменьшении сопротивления от 1 до 0.2 Ом·м значительно возрастают. При $R_c=2$ Ом·м относительное влияние скважины на показания короткого зонда в пласте с УЭС 10 Ом·м составляет 3.2%, а в пласте с УЭС 100 Ом·м – 21%. Такое уменьшение измеренного сигнала приводит к завышению кажущегося сопротивления по короткому зонду на 2.6% и 22% соответственно. Наибольший сигнал короткого зонда наблюдается при $R_c=0.2$ Ом·м. При этом в пласте с УЭС 10 Ом·м сигнал увеличивается в 1.3 раза, а в пласте 100 Ом·м в 4.3 раза. Такое увеличение сигнала приводит к уменьшению кажущегося сопротивления по сравнению с истинным в 1.4 и 3.7 раза (до 7 и 27 Ом·м) соответственно.

Уменьшение сопротивления скважины от 0.15 до 0.01 Ом·м приводит к уменьшению сигнала для всех зондов. Наибольшее уменьшение сигнала наблюдается для более коротких зондов. Для пласта с сопротивлением 100 Ом·м показания всех зондов при уменьшении R_c становятся отрицательными. Таким образом, погрешность определения сопротивления пласта с сопротивлением 100 Ом·м может быть сколь угодно большой, а при отрицательных значениях расчет кажущихся сопротивлений по однородной среде невозможен. Для пласта с сопротивлением 10 Ом·м при сопротивлении скважины 0.01 Ом·м показания короткого зонда занижены в 3.7 раза, а длинного 1.14 раза, что приводит к увеличению сопротивления в 4 и 1.15 раза соответственно.

В работе показано, что при низких сопротивлениях бурового раствора и в породах высокого сопротивления влияние скважины и эксцентриситета зонда значительно возрастает. В настоящее время всё большее количество скважин бурится с применением сильнопроводящих биополимерных растворов и в

высокоомных карбонатных разрезах. В таких скважинах необходимо учитывать влияния скважины и смещения зонда, что позволит проводить более точные оценки сопротивлений пласта и зоны проникновения, а значит получать более точные сведения о коллекторских свойствах пластов.

Расчет для пласта 10 Ом*м



Расчет для пласта 100 Ом*м

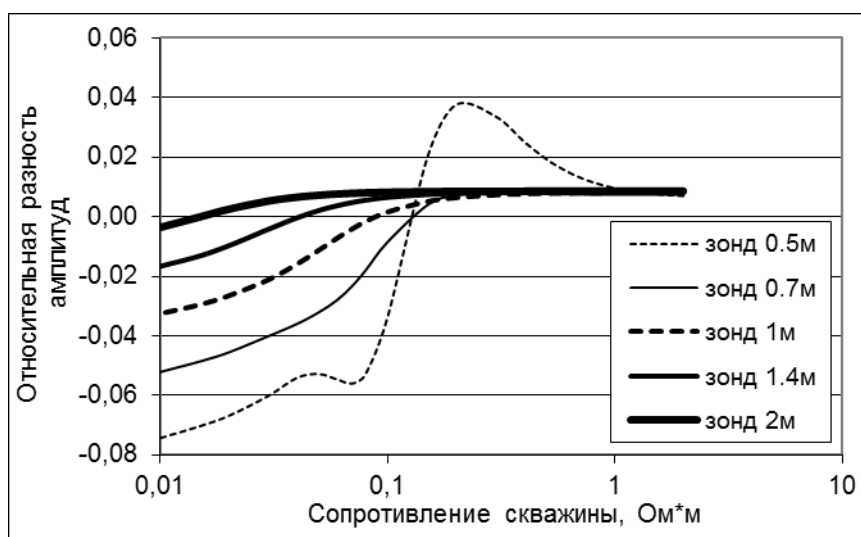


Рис. 3. Зависимость относительной разности амплитуд от сопротивления скважины

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство / Ред. Эпов М. И., Антонов Ю. Н. Новосибирск: НИЦ ОИГТМ СО РАН, Издательство СО РАН, 2000, 121 с.

© В.С. Игнатов, 2006

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОДПОВЕРХНОСТНОГО ПРОСТРАНСТВА МЕТОДОМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ИНДУКЦИОННОГО ЧАСТОТНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ: МЕТОДИКА И ОБОРУДОВАНИЕ

Необходимость изучения первых метров подповерхностного пространства в настоящее время связана с возрастающими потребностями в решения задач дистанционного неразрушающего исследования при выполнении следующих мероприятий:

- Поиск, трассировка и диагностика подземных коммуникаций;
- Поиск и детальное изучение археологических памятников;
- Оценка влагонасыщенности грунта, построение карт;
- Выявление областей повышенной минерализации грунтовых вод;
- Контроль периметров охраняемых объектов;
- Выполнение антитеррористических мероприятий.

Настоящее сообщение посвящено описанию опыта решения некоторых из перечисленных задач, накопленному в Институте нефтегазовой геологии и геофизики.

Основным методом решения является малоглубинное электромагнитное индукционное частотное зондирование аппаратурно-программным комплексом ЭМС. На протяжении десяти лет разработки аппаратной, программной и методической части был достигнут и превзойден мировой уровень в применении частотного зондирования на глубины до 10 метров.

Аппаратурно-программный комплекс ЭМС, методика применения и обработка данных

Комплекс ЭМС разработан в лаборатории электромагнитных полей Института геофизики СО РАН (г. Новосибирск) и предназначен для круглогодичных исследований приповерхностной части пространства, для решения задач археологии, коммунального хозяйства, строительства, почвоведения и охраны окружающей среды.

Аппаратура ЭМС реализует метод электромагнитного индукционного частотного зондирования и представляет собой трехкатушечный зонд (рис. 1а). Генераторный контур излучает электромагнитное поле на 14 частотах в диапазоне 2.5–250 кГц. Моменты (M_1 и M_2) и положения центров (L_1 и L_2) приемных катушек, включенных навстречу, подобраны в соответствии с условием $M_1/L_1^3 = M_2/L_2^3$, обеспечивая в воздухе возможно более полную компенсацию первичного поля. Измеряются квадратурная и синфазная составляющие разностной э.д.с., индуцированной вихревыми токами текущими в среде.

Аппаратура ЭМС является автономным устройством с внутренним аккумулятором и постоянным запоминающим устройством. Корпус изготовлен из стеклопластика. Общая длина зонда в рабочем состоянии 2.75 м, в транспортном положении - 1.4 м. Масса не превышает 8 кг. На генераторной части корпуса расположены клавиатура и жидкокристаллический монитор (рис. 1). При полевых работах зонд управляется дистанционным пультом. Результаты измерений сохраняются в памяти, рассчитанной на данные с 10000 пикетов. Затем они передаются через стандартный порт в персональный компьютер для обработки. Аппаратура работает без гальванического контакта со средой и устойчива к воздействию внешних электромагнитных помех. Среднее время одного зондирования составляет 3 с.

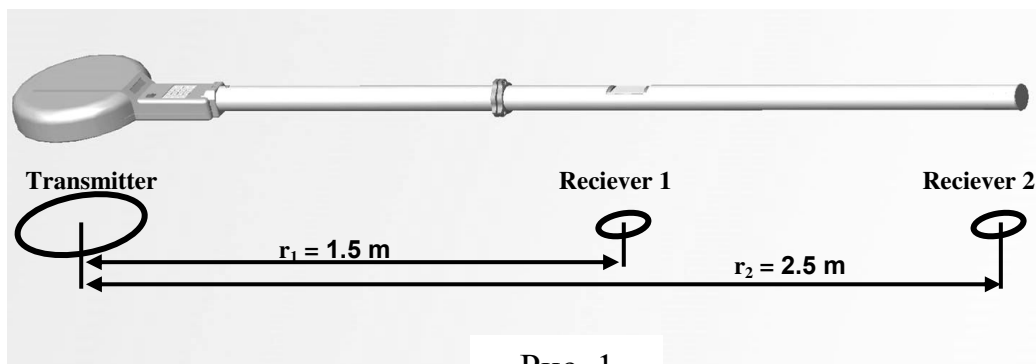


Рис. 1

Квадратурная компонента э.д.с. в низкочастотном приближении прямо пропорциональна удельной электропроводности σ однородного полупространства (1).

$$\operatorname{Re}(\varepsilon) = f^2 \mu_0^2 \sigma \frac{\pi M_g}{4} \left(\frac{M_1}{L_1} - \frac{M_2}{L_2} \right), \quad (1)$$

где f – частота (Гц), $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ (Гн/м) – магнитная проницаемость вакуума, M_g – момент генератора.

В аппаратуре используется широкий диапазон частот, что не всегда позволяет использовать выражение (1) для трансформации в кажущуюся электропроводность. Целесообразно применять точную формулу связи э.д.с. и кажущегося сопротивления. Выражение (2) описывает разностную э.д.с. (ε) для зонда, расположенного на поверхности однородного проводящего полупространства [1].

$$\varepsilon = -if\mu_0 \frac{M_g}{k^2} (h_1 - h_2), \quad (2)$$

$$\text{где } h_j = \frac{M_j}{L_j^5} \left[9 - (9 - ikL_j - 4k^2 L_j^2 + ik^3 L_j^3) e^{ikL_j} \right], j = 1 \dots 2; k = \sqrt{i2\pi f \mu_0 \sigma} \quad - \text{ волновое}$$

число среды. В (2) предполагается, что токи смещения существенно меньше вихревых.

Зависимость электропроводности от э.д.с. в (2) нелинейная и неоднозначная. Чтобы найти электропроводность на каждой частоте следует решать систему из двух трансцендентных уравнений для реальной и мнимой частей э.д.с. [2]. Так как сигнал измеряется с погрешностями, то и кажущиеся сопротивления также определяются с ошибкой и поэтому составляют диапазоны. Таким образом, для того чтобы однозначно определить кажущееся сопротивление нужно пересечь полученные для каждой из компонент сигнала диапазоны и взять среднее значение из пересечения. Можно выполнять трансформацию сигнала в кажущееся сопротивление по модулю. С одной стороны использование модуля означает увеличение погрешности измерений за счет недокомпенсации прямого поля в воздухе. С другой стороны это исключает возможные погрешности, связанные с неточностью определения фазы сигнала, облегчая калибровку устройства.

После нахождения значений кажущейся электропроводности по модели полупространства составляется стартовая горизонтально-слоистая модель. Сопротивления слоев задаются по кажущимся сопротивлениям, а мощности определяются в соответствии с толщиной скин-слоя и с учетом априорной информации. Такой подход хорошо работает только для сред с плавно изменяющимися параметрами. В общем, его целесообразно использовать в экспресс обработке. А ее результаты являются стартовой моделью для дальнейшей инверсии. Наиболее точно удастся только восстановить распределение изменений по глубине. Для привязки к реальным глубинам необходимо использовать дополнительные данные о строении среды (шурф, бурение и т.п.).

Результаты инверсии данных зондирования в большинстве случаев представляются в виде карт распределения электропроводности на различных глубинах, соответствующих различным частотам, либо в виде геоэлектрических разрезов. Если в среде есть объекты конечных размеров, возможна их объемная визуализация с помощью изоповерхностей.

Для автоматизации работы с результатами зондирования, их интерпретации и визуализации создан программный комплекс ISystem. Он представляет собой оконное приложение диалоговой структуры и выполняет считывание данных с прибора, их просмотр, редактирование и печать, нормировку, трансформацию и визуализацию. Визуализация данных в виде карт и разрезов производится в одном из распространенных графических редакторов. Комплекс использует программную технологию ActiveX и редактор как сервер, автоматизируя его работу. В программный комплекс включены возможности автоматического построения разрезов с учетом рельефа дневной поверхности и возможность квази-трехмерной визуализации материала.

С целью повышения эффективности полевых работ в последних образцах ЭМС применен карманный компьютер и беспроводной канал связи стандарта BlueTooth для получения информации в режиме реального времени. Всё управление аппаратурой осуществляется со специального интерфейса, позволяющего задавать размеры исследуемой площадки, формировать набор активных частот, запускать аппаратуру нажатием на клавишу карманного

компьютера. С него возможно задавать режим автоматического запуска измерения с определенным шагом по времени и выдавать измеренные данные в реальном времени в виде кривых зондирования, диаграммы сигнала выбранной частоты, а также геоэлектрические разрезы и карты. Имеется визуализация текущей позиции прибора на сетке измерений. При работе по BlueTooth вся информация записывается в карманный компьютер, откуда затем легко переносится в носимый или стационарный компьютер для обработки в программе ISystem.

В следующих модификациях приборов планируется подключение GPS модуля. Производство приборов осуществляется с участием Опытного завода СО РАН.

Примеры применения комплекта ЭМС

Зондирование по профилю, пересекающему систему коммуникаций

На рисунке 2 представлен разрез, построенный по профилю длиной 30 м, пересекающему систему коммуникаций (территория автостоянки «Гусинское шоссе»). Определены места залегания водовода, трасс кабелей, канализации.

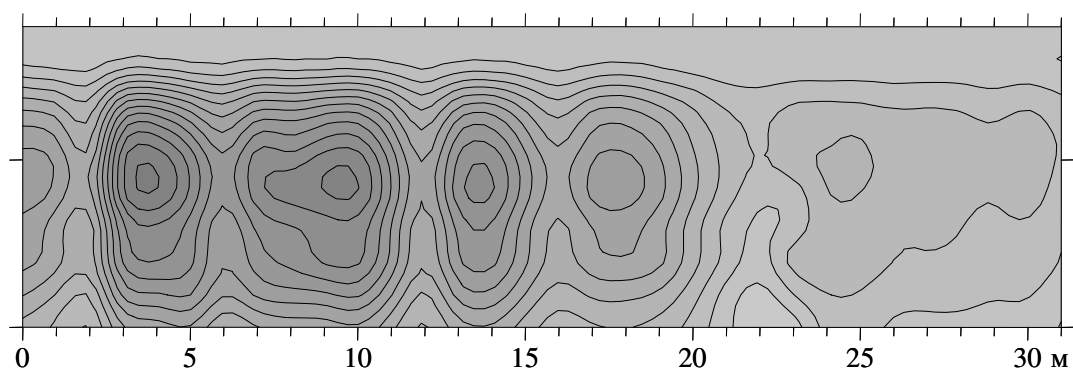


Рис. 2.

Исследование трубопровода

На рис. 3а показано отображение трубы при различных глубинах зондирования. На самой большой глубине видна несанкционированная врезка в трубопровод. На рис. 3б показан геоэлектрический разрез через данный трубопровод.

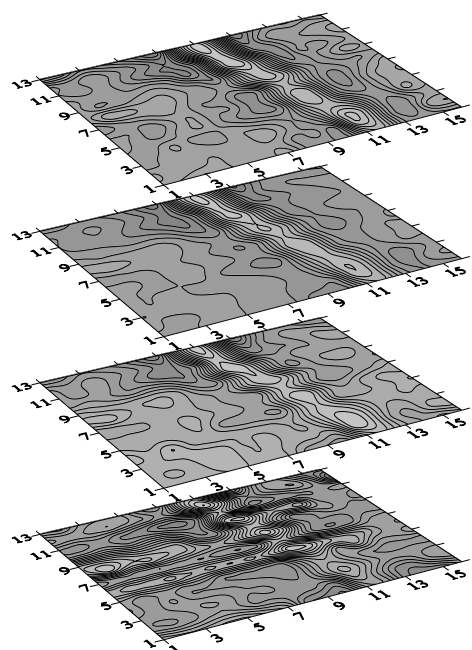
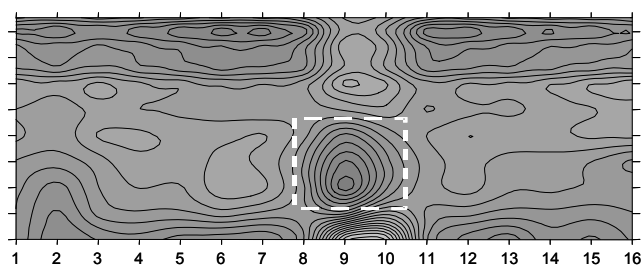


Рис. 3 (а, б)

© Ю.А. Манитейн, Е.В. Балков, А.К. Манитейн, 2006

КИНЕМАТИКА И ДИНАМИКА ОПЕРЯЮЩИХ РАЗРЫВОВ КАК КРИТЕРИИ ПРИ ПОИСКАХ И РАЗВЕДКЕ ЖИЛЬНЫХ И ШТОКВЕРКОВЫХ ТЕЛ

Оперяющие разрывы трактуются сейчас как эффект транспрессивного или транстенсивного действия или взаимодействия магистральных (материнских) разрывов [1-4, 7-10, 12-14 и др.]. Такой подход к разломам, при котором они не пассивные геологические агенты, а активные регуляторы (а где – и генераторы) инициирующих напряжений, остается одним из самых продуктивных направлений современной структурной геологии, равно как и тектонофизики.

Цель данной работы – показать некоторые прикладные следствия очерченного подхода, призванные помочь геологам – поисковикам и разведчикам – в их практической работе по прослеживанию и оконтуриванию рудных объектов жильного и штокверкового типа, которые в значительной своей части приурочены как раз к зонам при- и межразломного растяжения (транстенсии) или сжатия (транспрессии). Красноречивыми примерами этому могут служить сдвиговые позднепалеозойские магматические дуплексы растяжения Прибалхашья [10], рудоносные в Узбекистане (Мурунтау) [3], меловые рудоносные и рудно-магматические дуплексы растяжения и сжатия Амуро-Уссурийского региона [1-3, 12 и др.] (рис. 1), Верхоянского складчато-надвигового пояса [13], которые вмещают в себя крупные (а подчас и уникальные) месторождения.

1. Сами уже перечисленные объекты, представленные обычно многостадийным жильно-штокверковым оруденением зачастую в ассоциации с многофазными интрузивно-дайковыми комплексами, указывают нам на один из поисковых критериев. А именно: обнаружение хотя бы небольшой серии тесно сближенных (часто субпараллельных) жильных тел (да еще и вкупе с дайковыми), нередко в ассоциации с прожилково-вкрапленной минерализацией между ними – верный признак того, что мы имеем дело с системой оперения, развитой на достаточно большой площади, но с ограничением по простиранию/падению одним или двумя магистральными разломами. Последние могут оказаться также рудовмещающими. Углы отклонения оперяющих разрывов от материнских давно уже известны и составляют 20-60° [1-3, 7, 8, 14 и др.]. Так что на стадии поисков весьма целесообразно применение первоначально площадных геохимических работ с сетью, оптимально учитывающей геолого-структурную обстановку, с последующей заверкой аномалий и отбивкой тел магистральными канавами параллельно и вкрест материнским разломам (в т.ч. и предполагаемым) с целью выявления всей полосы развития оконтуриваемой структуры оперения. Причем следует учитывать, что проявление этих структур носит обычно систематический характер в виде разноранговых сочетаний с разрывами магистральной системы (дуплексов) по типу скол-раздвиг или скол-надвиг/взброс (часто с

фиксированным шагом) [1-3, 7, 8, 12, 14 и др.], что важно для оценки рудоносности и стратегии поисков на сопредельных площадях.

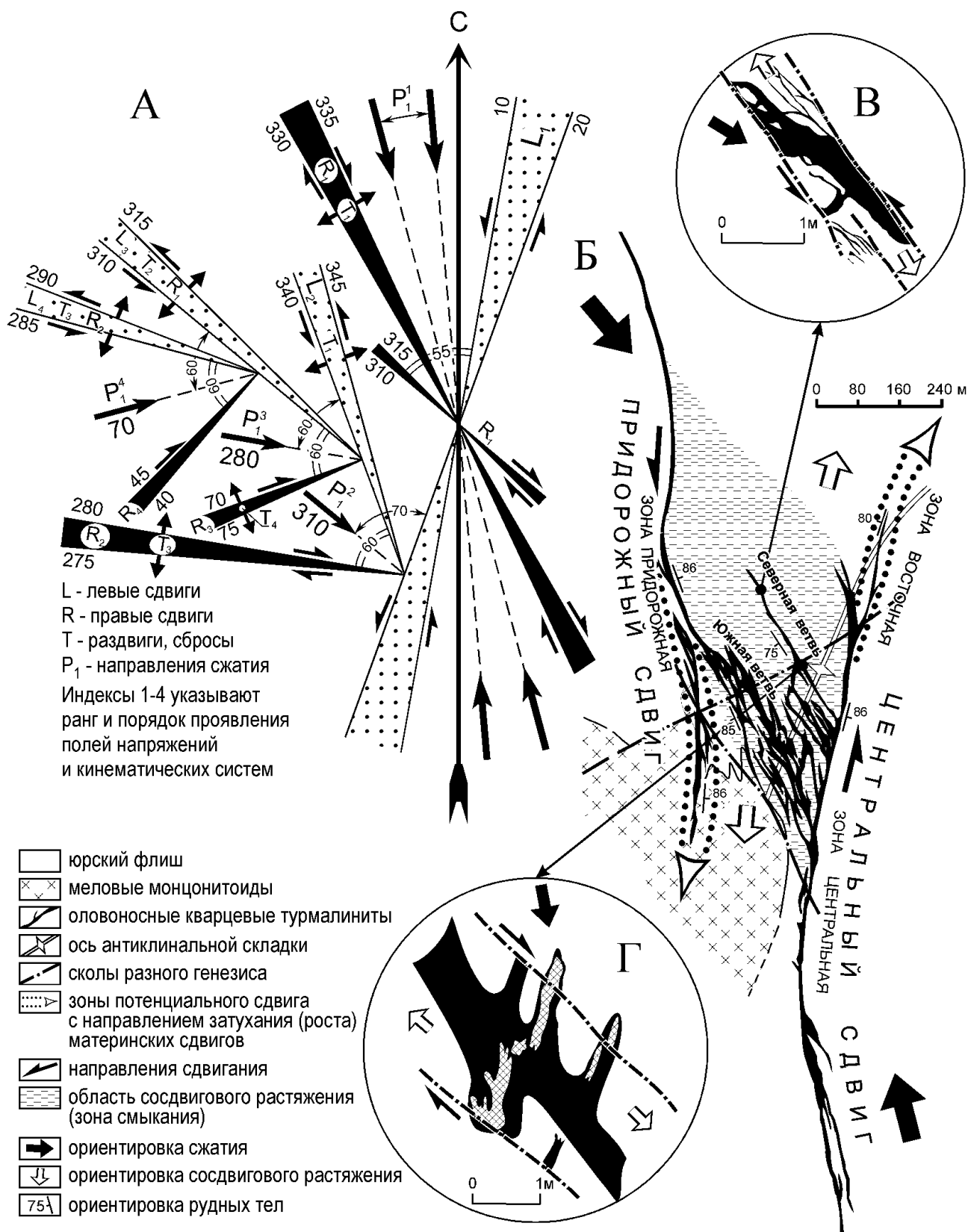


Рис. 1. Структура оперения и дуплекс Придорожного месторождения (Комсомольский оловорудный район) (из [1] с изменениями):

А – схема иерархической и возрастной соподчиненности систем сдвигов и раздвигов (сбросов) месторождения, Б – структурная схема плана разведочного горизонта 415 м с

элементами геодинамики, В-Г – фрагменты рудного тела 17 (Северная ветвь дуплекса) на участке сосдвигового растяжения (В) и в зоне влияния сегмента материнской системы ССВ левых сдвигов (Г)

2. При оконтуривании тел и увязывании подсечений в пределах отдельно взятой структуры оперения или смыкания (дуплекса) следует учитывать, что скорее всего оно будет представлять собой отнюдь не хаотичный набор разно ориентированных трещин отрыва/сплющивания, выполненных жилами и дайками произвольной морфологии, как это иногда представляется и поныне.

Напротив, морфология жильного либо дайкового тела демонстрирует здесь четкое соответствие кинематике вмещающего его разрыва оперения. Так, пережимы тела приурочены к сколовым звеньям, а раздувы – к граням приоткрывания разрыва (рис. 1, Б-Г). Это же, надо отметить, относится и к материнским рудовмещающим разрывам (рис. 1, Б). Вообще же, как показывает, например, детальное изучение рудных объектов Сихотэ-Алиня [1-3, 5, 6, 9, 11, 12 и др.], такое явление – в сущности, неотъемлемое свойство рудо- и магмовмещающих разрывов любого генезиса и ранга, настолько широко оно распространено.

В свою очередь, сама кинематика оперяющих разрывов, равно как и их построение в пространстве, отражает характер перестройки полей напряжений в зонах транстенсии и транспрессии в процессе движения по материнским разломам. В частности, в зонах транстенсии (наиболее благоприятных для рудоотложения) пространственно-кинематическая инфраструктура оперения определяется последовательным формированием до 4 генераций дочерних оперяющих разрывов или трансформацией в них сети раннего заложения, которые образуют генетическую цепь (рис. 1, А), отвечающую широко известной структурно-динамической схеме Дж.Д. Муди и М.Дж. Хилла [1-3 и др.]. Оперяющие разрывы зон транстенсии тоже имеют свою возрастную и иерархическую соподчиненность, на которой мы остановимся несколько ниже.

Так что имеющиеся данные показывают, что в структурах оперения и их аналогах мы имеем дело с четкой и временной, и пространственной упорядоченностью рудо- и магмовмещающих структур с вполне закономерным, поддающимся расшифровке, характером процесса пространственного обособления рудных и магматических ассоциаций. Кстати сказать, это лишний раз подчеркивает существующую при поисково-разведочных работах обязательность изучения стадийности рудообразования и магматизма.

3. Системы оперения, помимо всего прочего, – верный признак затухания материнских разломов. Этот вопрос наиболее разработан на примере сдвиговых дислокаций. Исследованиями [1-4, 8, 9, 12, 14 и др.], включая экспериментальные, выявлено, что во фронте затухания материнского сдвига структурно-динамическая обстановка выглядит следующим образом.

Проработанную часть сдвига на его выклинивании продолжает зона максимальных тангенциальных напряжений, структурно выраженная чаще всего серией эшелонированных R-сколов нередко уже в виде кулис приоткрывания в сочетании с Р-сколами, что в совокупности фиксирует направление возможного дальнейшего роста сдвига (рис. 1, Б). Этот парагенез

потенциального сдвига обычно сопровождается также постепенным уменьшением амплитуд сдвигания по простиранию разлома.

Потенциальный сдвиг как раз и разграничивает между собой зоны транстенсии (сосдвигового растяжения) и транспрессии (сосдвигового сжатия), структурно проявленных в виде симметрично расходящихся от сдвига под углами 20-60° серий оперения. В зависимости от знака смещения (левый/правый сдвиг) эти зоны располагаются, соответственно, слева/справа или справа/слева от сдвига, фиксируя в крыльях разлома тыл/фронт сдвигания, где его амплитуда рассредоточивается по дочерним разрывам оперения. В тылу – по системам сдвигов (главным образом – того же знака) и сбросов по упомянутой схеме Дж.Д. Муди и М.Дж. Хилла. Во фронте же – по системам дочерних чистых и косых взбросов и надвигов, пространственно-временная организация которых в плане зеркальна, а в разрезе – совпадает со схемой этих авторов.

Подчеркнем еще раз, что охарактеризованная картина структурно-динамической зональности формируется благодаря именно движениям по разломам, поступательная активизация которых и обеспечивает процесс приспособления под их сеть (через транстенсию и транспрессию) первичного поля напряжений, инициировавшего весь тектонический процесс. Последнее сохраняется только в наиболее проработанных сегментах зон материнских разломов, где инициирующее сжатие сразу же переходит в движение, поскольку силы трения здесь практически равны нулю. Сказанное находит свое отражение, в частности, в соответствующем искривлении траекторий главных напряжений, фиксируемых как экспериментально, так и натурными наблюдениями [1-4, 8, 9, 12, 14 и др.]. Отсюда вытекают следующие практические следствия.

3.1. Через охарактеризованные выше элементы структурной динамозональности в разломной зоне можно проследивать не только каждый магистральный разлом в отдельности, но и (через дуплексы) особенности их пространственной организации: характер их эшелонирования, размерность их самих и зон их динамического влияния (отражающие их ранговость) с определением ширины и глубины перекрытия их флангов (как пространственных параметров зон транстенсии и транспрессии). Вдобавок дуплексы, а в более широком смысле – структуры смыкания (формы взаимодействия между разломами любой ориентации и генезиса) позволяют выявлять соотношения между магистральной разломной зоной и активизированными ею участками сети раннего заложения. Например – с разрывами «сопряженной» с нею системы, сквозные элементы которой могут иметь переменный знак смещения: «первичный» – непосредственно в зонах влияния сегментов магистральной системы (рис. 1, Г), а также транспрессии, и обратный знак в зонах транстенсии (рис. 1, В). Впрочем, сказанное вполне применимо и к изучению инфраструктуры сети разломов любого ранга, включая и мегаформы. Таким образом, выявление картины структурной динамозональности обеспечивает более уверенное и объективное

прослеживание магистральных разломов и картирование их пространственной организации при геологических работах любой степени детальности.

3.2. Структурная динамозональность находит свое отражение и в особенностях пространственного распределения оруденения. В рассматриваемых нами структурах рудораспределение и морфологически, и динамически находится в прямой зависимости от геометрии самих разломов и инфраструктуры их ансамблей. Так, оси рудных столбов здесь, как правило, субпараллельны линиям сопряжения сколовых и раздвиговых компонентов. При этом сколы играют роль динамо-кинематических экранов, а раздвиги вмещают продуктивное оруденение. В свою очередь, линии сопряжения адекватны средним осям деформаций, перпендикулярных, как известно, линиям скольжения по сколам [1-3, 5, 6, 9, 11, 12 и др.]. Исходя из этого, при сдвиговых дислокациях, например в зонах транстенсии, рудные столбы будут иметь преимущественно субвертикальную ориентировку (как, впрочем, и в материнских сдвигах), а в зонах транспрессии – субгоризонтальную. Причем преимущественное развитие в них станут иметь те системы рудных столбов, которые будут субпараллельны линиям сопряжения структур оперения в целом с материнскими разломами. Так что изучение динамозональности оруденения позволяет во многом конкретизировать задачи оконтуривания и локального прогноза оруденения на глубину и флангах разведываемого рудного объекта.

Авторы выражают свою признательность Ю.Н. Шеховцевой за профессиональную редакторскую помощь, оказанную при подготовке данной работы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Митрохин А.Н. Геодинамика формирования разрывных рудоконтролирующих структур Придорожного и Октябрьского месторождений (Комсомольский район): Автореф. канд. дисс. Владивосток: ДВГИ ДВО АН СССР, 1991. 25 с.
2. Митрохин А.Н. Дизъюнктивные рудно-магматические дуплексы и структуры смыкания: пути и методы их изучения // Геология и тектоника платформ и орогенных областей северо-востока Азии: Мат. совещ. Т. 1. Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1999. С. 103-107.
3. Митрохин А.Н., Сорокин Б.К., Саядян Г.Р. Сдвиговые дуплексы и их рудоносность // Структурные парагенезы и их ансамбли: Тез. докл. М.: ГЕОС, 1997. С. 112-114.
4. Морозов Ю.А. Структурообразующая роль транспрессии и транстенсии // Геотектоника. 2002. № 6. С. 3-24.
5. Неволин П.Л. Геодинамика формирования структур месторождений Кавалеровского района. Владивосток: Дальнаука, 1995. 132 с.
6. Неволин П.Л. Сдвиговая геодинамическая обстановка и структуры штокверковых месторождений Сихотэ-Алиня // Тихоокеанская геология. 1996. Т. 15, № 2. С. 107-115.
7. Осокина Д.Н. Иерархические свойства тектонического поля напряжений // Экспериментальная тектоника: методы, результаты, перспективы. М.: Наука, 1989. С. 197-208.
8. Разломобразование в литосфере. Зоны сдвига. Новосибирск: Наука, 1991. 262 с.
9. Сорокин Б.К., Митрохин А.Н., Касаткин С.А. Сравнительный анализ дислокаций апт-кампанского вулканогенного и доаптского терригенного комплексов Комсомольского района (на примере Фестивального месторождения) // Тихоокеанская геология. 1995. Т. 14, № 5. С. 46-56.

10. Тевелев Ал.В., Тевелев Арк.В. Эволюция структурных парагенезов при формировании магматических комплексов // Структурные парагенезы и их ансамбли: Тез. докл. М.: ГЕОС, 1997. С. 175-177.
11. Уткин В.П. Сдвиговые дислокации, магматизм и рудообразование. М.: Наука, 1989. 166 с.
12. Уткин В.П., Митрохин А.Н., Неволин П.Л., Саядян Г.Р. Сорокин Б.К. Структурно-геодинамический фактор в распределении золотой минерализации южного Приморья // Доклады Академии наук. 2004. Т. 394, № 5. С. 654-658.
13. Фридовский В.Ю. Сдвиговые дуплексы месторождения Бадран (северо-восток Якутии) // Известия вузов. Геология и разведка. 1999. №1. С. 60-66.
14. Continental deformation. New York: Pergamon Press Ltd., 1994. 421 p.

© А.Н. Митрохин, В.П. Уткин, П.Л. Неволин, 2006

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ГРАНИЦ И ГЕОПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ПОЛЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БЫСТРОГО ВЕЙВЛЕТ-ПРЕОБРАЗОВАНИЯ

Вейвлет преобразование - это новое направление в обработке сигналов, бурное развитие которого началось в середине 80-х годов прошлого века. Вейвлеты или «всплески» - функции с компактным носителем, допускающие масштабирование и смещения, образующие полный ортонормированный базис. Иерархическое представление совокупности экспериментальных данных с помощью вейвлетов позволяет описать сигнал произвольной формы в терминах грубого приближения и уточняющих его деталей. Результатом вейвлет-анализа является не только разложение сигнала по частотам (масштабам), но и сведения о временных (пространственных) координатах, на которых эти частоты проявляются [8,9,12].

В геофизике вейвлеты используются, преимущественно, при обработке сейсмических и акустических сигналов. В статье будут рассмотрены возможности применения одного из разновидностей вейвлет-анализа – быстрого вейвлет преобразования (FWT) в качестве эффективного инструмента сжатия информации при кусочно-призматической аппроксимации геологических поверхностей и истокообразной аппроксимации потенциальных геофизических полей.

Быстрое вейвлет-преобразование – FWT (Fast Wavelet Transform), которое иногда также называют кратномасштабным анализом и алгоритмом Малла (Mallat algorithm) [9]. Принцип FWT заключается в том, что для создания «грубого образа» сигнала $f(x)$ служит скейлинг-функция $\varphi(x)$: $\varphi(x) = \sqrt{2} \sum_k h_k \varphi(2x - k)$, где k – целые числа; а «уточнение» этого образа происходит с помощью вейвлет-функции $\psi(x)$: $\psi(x) = \sqrt{2} \sum_k g_k \psi(2x - k)$.

Базисные функции $\varphi(x)$ и $\psi(x)$ представляют собой ортонормированные масштабируемые функции с компактным носителем («всплески»), перемещаемые по оси x и легко адаптирующиеся к локальным особенностям сигнала.

Рекурсивное использование процедуры свертки сигнала с коэффициентами h_k и g_k происходит с уменьшением количества отсчетов в 2 раза при переходе от одного уровня («масштаба») j к другому $j+1$. Таким образом, происходит отображение сигнала из области его задания в семейство замкнутых вложенных подпространств $V_j \subset V_{j+1} \subset V_{j+2} \dots$, элементами которых являются ортогональные функции $\varphi(x)$ и $\psi(x)$: $f(x) = \sum_k s_{j_n,k} \varphi_{j_n,k} + \sum_{j < j_n} \sum_k d_{j,k} \psi_{j,k}$, где $s_{j_n,k}, d_{j,k}$ - вейвлет-коэффициенты, j_n – заданный максимальный уровень

разложения сигнала. Аппроксимирующие вейвлет-коэффициенты определяются по итерационной формуле $s_{j+1,k} = \sum_m h_m s_{j,2k+m}$, детализирующие коэффициенты – по формуле $d_{j+1,k} = \sum_m g_m s_{j,2k+m}$, при этом вся информация о сигнале $f(x)$ сохраняется в наборе коэффициентов $s_{j_n,k}$ и $\sum_{j=0}^{j_n} d_{j,k}$ (рис. 1).

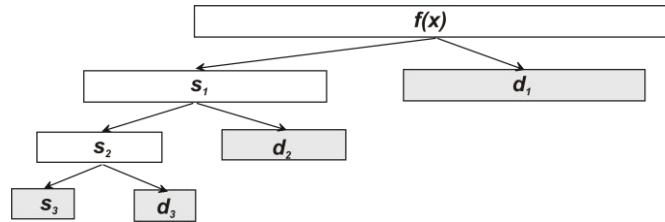


Рис. 1. Структура представления сигнала при быстром вейвлет-преобразовании (заштрихованы коэффициенты, использующиеся при реконструкции сигнала)

Для приближенного восстановления (синтеза) сигнала

$$f_{\delta}(x) \approx \sum_k s_{j_n,k} \varphi_{j_n,k} + \sum_{j < j_n} \sum_k d_{j,k} \psi_{j,k}$$

вполне допустимо отбросить некоторое количество n_0 сравнительно малых коэффициентов $d_{j,k}$, удовлетворяющих условию $|d_{j,k}| \leq \delta$. При этом точность восстановления сигнала в метрике L_2 будет определяться выражением $\varepsilon^* = \|f(x) - f_{\delta}(x)\| < \delta \sqrt{n_0}$.

Установлено, что вейвлет-коэффициенты существенно отличаются от нуля только вблизи сингулярностей $f(x)$, т.е. вейвлет-ряды обычных функций допускают сильное «разряжение». По этой причине обработка сигнала с помощью FWT позволяет существенно сжать объем информации, отбросить мелкие детали и выделить его наиболее существенные особенности [8].

В качестве базисных функций будем рассматривать функции Хаара (Haar) $\varphi(x) = \theta(x)\theta(1-x)$ и $\psi(x) = \theta(x)\theta(1-2x) - \theta(2x-1)\theta(1-x)$, где $\theta(x)$ - функция Хевисайда ($\theta(x) = 0$ при $x < 0$, $\theta(x) = 1$ при $x \geq 0$), а условия на границах имеют вид $\varphi(0) = 1, \varphi(1) = 0$ и $\psi(0) = 1, \psi(0.5) = -1, \psi(1) = 0$. Двумерный базис FWT формируется путем тензорного произведения функций одномерного базиса, в частности для т.н. нестандартного базиса [12, 16] используется единственная скейлинг-функция $\varphi_{k,l}^{j_n} = 2^{j_n} \varphi(2^{j_n} x - k, 2^{j_n} y - l)$ и три вейвлета $\varphi\psi_{k,l}^j = 2^j \varphi\psi(2^j x - k, 2^j y - l)$, $\psi\varphi_{k,l}^j = 2^j \psi\varphi(2^j x - k, 2^j y - l)$, $\psi\psi_{k,l}^j = 2^j \psi(x)\psi(y)(2^j x - k, 2^j y - l)$, где k, l – горизонтальный и вертикальный сдвиги, соответственно (рис. 2).

Аппроксимация реального распределения физических неоднородностей геологической среды набором тел правильной геометрической формы является необходимым этапом при аналитическом решении прямой задачи гравirazведки [5,6]. Одна из широко используемых аппроксимационных стратегий базируется на плотном заполнении моделируемых геологических тел прямоугольными призмами, которые соприкасаются боковыми гранями, но не пересекаются друг с другом. В рамках данной стратегии сравнительно легко выполняется геометризация весьма сложных типов природных распределений масс [10,11]. При некотором удалении точки расчета поля от призмы допускается использование приближенных выражений для определения аномального эффекта. Это позволяет существенно ускорить процесс вычислений, практически не ухудшая точность решения прямой задачи [11]. Однако полностью избежать ограничений, связанных с размерностью решаемых задач, при моделировании сложных геологических сред, пока не представляется возможным.

Для решения прямых задач большой размерности крайне важно оптимизировать количество аппроксимирующих прямоугольных призм при сохранении требуемой точности ε описания геологических границ т.е. добиться

выполнения условия $\left\| V - \sum_{i=1}^N \tilde{V}_i \right\|_{L_2} \leq \varepsilon$, где V - объем моделируемого

геологического тела; $\tilde{V}_i$ - объем i -ой призмы, $i = 1, 2, \dots, N$; при минимальном количестве призм N [6].

Двумерное FWT с базисными функциями Хаара $\varphi_{0,0}^0, \varphi\psi_{k,l}^j, \psi\varphi_{k,l}^j, \psi\psi_{k,l}^j$ можно рассматривать как кусочно-призматическое представление некоторой геологической границы (например – структурной поверхности, заданной в виде матрицы глубин $\{h_{ij}\}$ в узлах равномерной сети точек). Количество прямоугольных призм при фиксированной точности ε описания геологической поверхности зависит от значений вейвлет-коэффициентов $d_{j,k}$, большинство которых обычно оказываются пренебрежительно малыми по модулю. На данной основе можно конструировать весьма технологичные алгоритмы решения прямых задач гравirazведки большой размерности, ускоряющие вычислительный процесс в десятки и сотни раз.

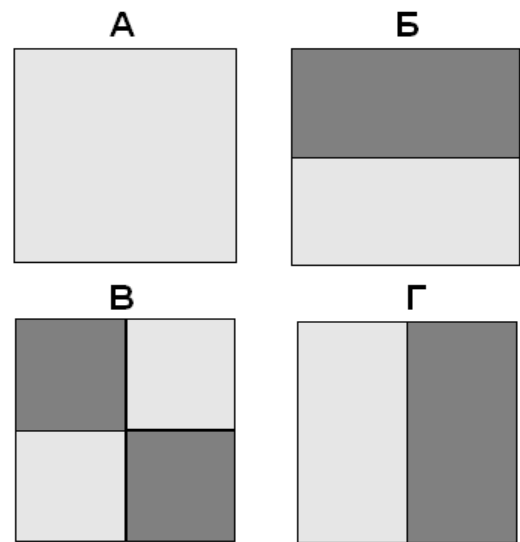


Рис. 2. Нестандартные базисные функции Хаара:

A – скейлинг-функция $\psi_{k,l}^{j_n}$; вейвлеты: B – $\varphi\psi_{k,l}^j$, V – $\psi\psi_{k,l}^j$, Г – $\psi\varphi_{k,l}^j$ (светлые участки отвечают значениям функций +1, темные участки – значениям -1)

Рассмотрим пример практического использования FWT для разряжения сети высот цифровой модели местности (ЦММ). Матрица высот рельефа местности для одной из нефтеперспективных площадей Западного Урала имеет размер 256 строк, 256 столбцов; перепад высот составляет 418 м, при среднем значении 220.6 м и среднеквадратическом отклонении ± 61.4 м. В результате применения FWT установлено, что с использованием всего лишь 8% исходной информации поверхность рельефа может быть восстановлена с погрешностью ± 22.7 м. Соответственно, более чем в 10 раз повышается скорость решения прямой задачи гравиразведки от упрощенной ЦММ, сохраняющей все основные особенности рельефа (рис. 3).

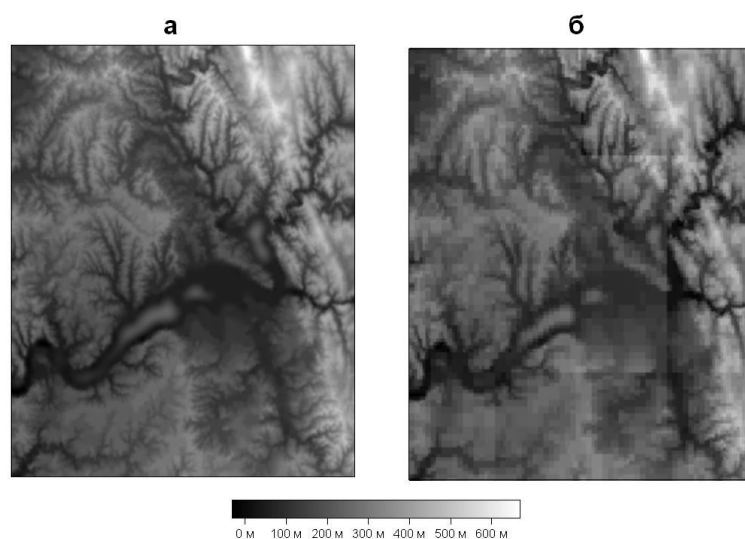


Рис. 3. Сжатие информации о рельефе земной поверхности:

а – исходная ЦММ рельефа (65536 значений высотных отметок); б – ЦММ, построенная с использованием быстрого вейвлет-преобразования (5171 значение высотных отметок)

Быстрое вейвлет-преобразование для оптимизации кусочно-призматической аппроксимации геологических объектов также может успешно применяться при решении прямых задач в целом ряде других геофизических методов (например – в магниторазведке, в электроразведке методом заряда и т.д.). Особой эффективностью FWT будет обладать при включении его в итерационные алгоритмы метода подбора, базирующиеся на многократном решении прямой задачи от последовательно уточняющихся моделей геологического строения исследуемых территорий.

Рассмотрим аппроксимации внешних элементов гравитационного и магнитного полей совокупностями эквивалентных источников [1, 2, 7]. Эти аппроксимации называют также «истокообразными аппроксимациями» [14, 15], построением «числовых моделей» [13] или «аналитических моделей» [4] геофизических полей.

Суть такого рода аппроксимационных преобразований заключается в том, что вся информация о наблюдаемом геофизическом поле $U(x, y, z)$ сохраняется в виде некоторого числа k векторов $\bar{P} = \{p_1, p_2, \dots, p_n\}$ параметров источников,

создающих модельное поле $U^{mod}(x, y, z)$, практически эквивалентное полю $U(x, y, z)$. Определение неизвестных параметров источников выполняется путем решения обратной задачи (ОЗ), которая обычно сводится к минимизации функционала $F(k, \bar{P}) = \sum_{i=1}^{\mu} [U(x_i, y_i, z_i) - U^{mod}(x_i, y_i, z_i, k, \bar{P})]^2$ на множестве μ точек задания поля. Наибольшие трудности при построении аналитических аппроксимаций поля $U(x, y, z)$ связаны с большой и сверхбольшой размерностями СЛАУ [15], т.к. при решении практических задач $\mu \geq 10^5 - 10^6$. Соответственно, для создания эффективных вычислительных алгоритмов, реализующих «истокообразную аппроксимацию», необходимо использовать минимальное количество k источников поля $U^*(x, y, z)$, а также уменьшить число n параметров, входящих в вектор $\bar{P}$.

Установлено, что пространственное распределение аномалий гравитационного и магнитного полей обладает приближенной масштабной инвариантностью. Геопотенциальные поля являются мультифракталами, т.к. обладают самоподобной иерархически упорядоченной структурой [3], которую можно попытаться учитывать в процессе аппроксимации.

Известно, что вейвлет-преобразование, характеризующееся иерархическим базисом, отлично приспособлено для анализа фрактальных и мультифрактальных множеств [8]. FWT может эффективно использоваться для декомпозиции исходной задачи аппроксимации поля на несколько последовательно решаемых задач значительно меньшей размерности.

При этом аппроксимации эквивалентными источниками предшествует двумерное FWT поля $\{\Delta g_{ij}\}$, $1 \leq i \leq m, 1 \leq j \leq m$, с нестандартными базисными функциями Хаара. Определяется пороговое значение δ вейвлет-коэффициентов $d_{k,l}^r$, $r = 1, 2, 3$, обеспечивающее требуемую точность восстановления поля ε . Затем на самом нижнем уровне $j = j_n$ проводится истокообразная аппроксимация поля $\Delta g^{j_m}(x, y) = 2^{-j_n} \sum_k \sum_l s_{k,l} \varphi_{k,l}^{j_n}$ (размерность матрицы - $m/2^{j_n}$ строк, $n/2^{j_n}$ столбцов) с использованием сеточной модели источников поля: точечные источники (шары) размещаются на глубине $l \leq h \leq 2l$ от поверхности Земли (l – расстояние между точками поля). Массы источников M определяются путем решения СЛАУ $GM = \Delta g$, где G – оператор решения прямой задачи гравиметрии для шара при $M = 1$. Достаточно хорошая обусловленность СЛАУ обеспечивается указанным выше соотношением l/h .

Источники (шары) размещаются только под теми точками задания поля, в которых выполняется условие $\sum_{r=1}^3 |d_{k,l}^r| \geq 3\delta$ при данном уровне разложения. На следующих уровнях $j < j_n$ последовательно аппроксимируют эквивалентными источниками «детализирующие» составляющие поля, которые определяются разностью восстановленных по вейвлет - коэффициентам аномалий Δg^j и

модельного поля Δg_{mod}^{j+1} фрагмента аппроксимационной конструкции, построенного на предыдущих этапах, причем при размещении источников используется описанный выше принцип. Данный прием позволяет избежать накопления погрешностей $\varepsilon_j^*, 0 \leq j \leq j_n$, обусловленных собственно истокообразной аппроксимацией на каждом уровне («масштабе») разложения поля. Циклическое выполнение этих операции в процессе определения параметров эквивалентных источников обеспечивает достижение среднеквадратической погрешности аппроксимации исходного поля эквивалентными источниками $\varepsilon^* \leq \varepsilon$.

Рассмотрим пример аппроксимации гравитационного поля Δg шара, залегающего под хребтообразной формой рельефа, заданного в $64 \times 64 = 4096$ узлах квадратной сети ($m = 64$). Диапазон изменения амплитуды поля составляет 0.95 мГал – 17.18 мГал, при среднем значении 5.54 мГал и среднеквадратическом отклонении ± 3.24 мГал. Максимальный уровень разложения поля при FWT $j_n = 3$. Выбор порогового значения $\delta = 0.5$ обеспечивает восстановление поля с точностью $\varepsilon = \pm 0.17$ мГал с помощью вейвлет-синтеза.

Несколько более высокую точность аппроксимации поля $\varepsilon^* = \pm 0.14$ мГал обеспечивает модель, состоящая всего из 342 точечных масс, расположенных на конкордантных рельефу поверхностях с глубинами $h^{j=3} = 237.5$ м, $h^{j=2} = 118.8$ м, $h^{j=1} = 59.3$ м. Наличие источников на каждом j -ом уровне определяется высокими значениями вейвлет-коэффициентов $\sum_{r=1}^{r=3} |d_{k,l}^r| \geq 1.5$, которые в свою очередь, свидетельствуют о наличии сингулярностей поля, отчетливо проявленных в соответствующем масштабе (рис. 4).

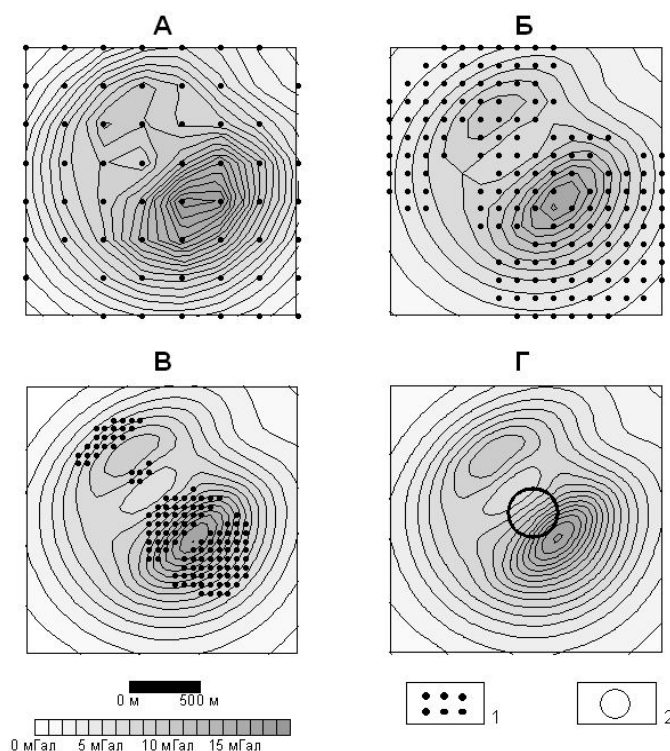


Рис. 4. Аппроксимация гравитационного поля Δg с использованием быстрого вейвлет-преобразования

А – синтезированное поле $\Delta g^{j=3}$ и аппроксимирующие его источники (58 шаров); Б – синтезированное поле $\Delta g^{j=2}$ и аппроксимирующие его источники (155 шаров); В – синтезированное поле $\Delta g^{j=1}$ и аппроксимирующие его источники (129 шаров); Г – исходное поле Δg .

1 – эквивалентные источники;
2 – аномалиеобразующий объект

Для многих исследователей, работающих в различных областях науки и инженеров-практиков уже очевидны красота вейвлет-преобразования и его практическая польза. Несомненный интерес представляет использование вейвлетов при решении задач гравиметрии и других геофизических методов. Представленная статья отражает лишь первый, весьма ограниченный, опыт применения этого мощного инструмента применительно к геопотенциальным полям.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Аронов В.И. Обработка на ЭВМ значений аномалий силы тяжести при произвольном рельефе поверхности наблюдений. М.: Недра, 1976. 131 с.
2. Аронов В.И. Методы построения карт геолого-геофизических признаков и геометризации залежей нефти и газа на ЭВМ. М.: Недра, 1990. 300 с.
3. Блох Ю.И. Проблема адекватности интерпретационных моделей в гравиразведке и магниторазведке. // Геофизический вестник. 2004. № 6. с. 10-15.
4. Булах Е.Г., Шиншин И.В. Прямые и обратные задачи гравиметрии для совокупности локальных объектов и построение аналитической модели исходного поля // Докл. НАН Украины. 1999. № 1. С. 112 – 115.
5. Голиздра Г.Я. Основные методы решения прямой задачи на ЭВМ. // Региональная, разведочная и промысловая геофизика. М: ВИЭМС, 1977. 98 с.
6. Гольдшmidt В.И. Оптимизация процесса количественной интерпретации данных гравиразведки. М.: Недра, 1984. 184 с.
7. Долгаль А.С. Аппроксимация геопотенциальных полей эквивалентными источниками при решении практических задач. // Геофизический журнал. 1999. Т. 21. № 4. С. 71-80.
8. Дремин И.М., Иванов О.В., Нечитайло В.А. Вейвлеты и их использование // Успехи физических наук. 2001. Том 171. № 3. С. 465-501.
9. Дьяконов В.П. Вейвлеты. От теории к практике. М: СОЛОН_Р, 2002. 448 с.

10. Матусевич А.В. Объемное моделирование геологических структур на ЭВМ. М.: Недра, 1988. 184 с.
11. Результаты применения моделирования в рудной геофизике в различных районах Сибири. / Под ред. В.С. Моисеева, Г.Г. Ремпеля. М.: Недра, 1988. 219 с.
12. Столниц Э., ДеРоуз Т., Салезин Д. Вейвлеты в компьютерной графике. Пер. с англ. Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2002. 272 с.
13. Страхов В.Н. Геофизический «диалект» языка математики. М: ОИФЗ РАН, 2000. 60 с.
14. Страхов В.Н. Основные направления развития теории интерпретации гравиметрических данных в начале XXI века. // Геофизический журнал. 2003. Т. 25. №3. С. 3-8.
15. Страхов В.Н., Степанова И.Э. Новый информационный базис гравиметрии, магнитометрии и геодезии. /Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей. Материалы 30-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского. Часть I. М.: ОИФЗ РАН, 2003. С. 118-123.
16. Уэлстид. С. Фракталы и вейвлеты для сжатия изображений в действии. М.: Изд-во «Триумф», 2003. 320 с.

© А.С. Долгаль, 2006

ВЫДЕЛЕНИЕ И ОЦЕНКА НАСЫЩЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО ДАННЫМ ВИКИЗ (ВЕРТИКАЛЬНЫЕ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ)

Существующая технология оценки нефтенасыщения пластов-коллекторов терригенного типа основана на определении их истинного удельного сопротивления. Проникновение фильтрата бурового раствора в коллектор нефтяной залежи в процессе бурения является положительным фактором наличия проницаемости. Путем зондирования около скважинного пространства методом электромагнитного каротажа с высокой разрешающей способностью решается основная задача по определению характера насыщения коллектора. В пластах с нефтяной оторочкой нижняя часть коллектора выделяется отрицательным градиентом кажущегося удельного сопротивления по данным зондирования. Переходная часть коллектора с подвижной нефтью и пластовой водой отличается инверсией диаграмм зондирования в зоне проникновения фильтрата. При этом по данным зондов большой радиальной глубины исследования фиксируется естественное увеличение удельного сопротивления от уровня ВНК до кровли пласта. Инверсионный признак диаграмм, легко обнаруживаемый при анализе данных зондирования, обусловлен формированием окаймляющей зоны между передним фронтом фильтрата и задним фронтом вытесненной нефти. Как известно, окаймляющая зона образуется за счет последовательного вытеснения нефти, а затем - пластовой воды. Таким образом, перед фронтом фильтрата бурового раствора (менее соленого, чем пластовая вода) формируется "вал" солёной воды, который обладает низким удельным сопротивлением относительно ближней и дальней зонами в радиальном направлении от скважины. Обнаружение окаймляющей зоны является прямым признаком нефтеносности.

Достоинством зондирования является более четкое определение уровня ВНК. Ниже этого уровня пласт может содержать остаточную неподвижную нефть. Однако выше этого уровня, определяемого началом инверсии диаграмм, извлекаемый пластовый флюид содержит промышленное количество нефти. При этом инверсионный узел находится по шкале измеряемого параметра на критическом значении удельного сопротивления.

Состав пластового флюида по толщине пласта (выше уровня гравитационного разделения) неравномерно распределен капиллярными силами в порах различного сечения и проницаемости. В полном соответствии с неравномерностью водосодержания, истинное удельное сопротивление коллектора в переходной зоне изменчиво. На достаточном удалении от скважины, т.е. за зоной проникновения фильтрата, удельное сопротивление переходной зоны тесно связано с содержанием пластовой воды и закономерно увеличивается снизу вверх. Верхняя часть пласта-коллектора максимально

нефтенасыщена, нижняя - максимально насыщена водой. Толщина переходной зоны зависит от многих факторов: структуры и текстуры осадков, типа слоистости и наклона слоев внутри пласта-коллектора, плотности нефти и воды и других факторов.

Отмеченные на практике признаки, выявляемые по результатам зондирования с высокой разрешающей способностью, безусловно, являются новым решением в нефтепромысловом деле.

Доля трудно извлекаемых запасов нефти становится все более весомой в общих объемах залежей. Это в полной мере относится к продуктивным отложениям юры, которые являются объектом для интенсивного исследования и разработки в настоящее время.

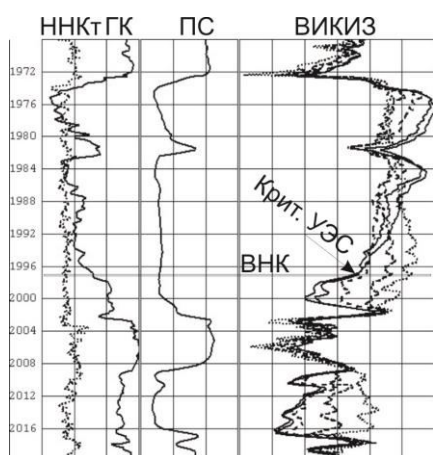
В недрах Сургутского свода наибольший интерес по продуктивности представляют пласты юрского периода - ЮС. Здесь выявлено Большое Сургутское месторождение, которое находится под баженовской и георгиевской свитами ряда крупнейших месторождений восточного склона Сургутского свода [1]. Сложность песчано-алевритовых отложений этого месторождения характеризуется разрывным распространением, размывами и переносами осадочного материала, часто большими мощностями в рельефных углублениях основания. Петрофизические характеристики продуктивных пластов имеют относительно низкие пористость и проницаемость. Установлено, что их распространение ограничено юго-восточной и центральной частями свода. В западном направлении пласты выклиниваются.

Здесь ведется интенсивное бурение вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин [2-4]. При этом метод ВИКИЗ является основным и единственным при оценке характера насыщения залежей при исследовании горизонтальных и боковых стволов, бурение которых осуществляют путем врезки новых стволов через обсадные колонны простаивающих скважин.

На наш взгляд, одна из проблем в процедуре оценки насыщения заключается в "длинной" процедуре, основанной на комплексном использовании косвенных и эмпирических данных. Одна из цепочек такого пути: "ПС - пористость - УЭС пластовой воды - УЭС коллектора при 100%-м насыщении пластовой водой" может приводить к ошибкам. После определения истинного сопротивления пласта (вторая цепочка) решение задачи принимает определенность тогда, когда зондированием определено удельное сопротивление пласта ниже уровня ВНК. Как правило, в этой цепочке необходимы петрофизические исследования кернового материала.

Наиболее перспективными являются непосредственные измерения электрических параметров всей толщи коллектора, включая насыщенность пластовой водой ниже уровня ВНК. Нельзя утверждать, что все можно решить таким путём. Петрофизическое обоснование геофизических методов особенно в сложных геолого-геофизических условиях совершенно необходимо. Вместе с тем, разработка методики для оценки насыщения коллекторов по данным новой технологии исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ позволяет подойти к решению задачи оперативным путем.

Соответствующая методика рассмотрена при зондировании песчано-глинистых пластов-коллекторов с нефтяными оторочками [5]. Рассмотрим такой объект на примере каротажа в вертикальной скважине.



На рис. 1 приведен разрез отложений продуктивного пласта, вскрытого вертикальной скважиной.

Удельное сопротивление водоносной части коллектора достоверно определяют по диаграммам ВИКИЗ путем их интерпретации. В водоносных интервалах просматривается отрицательный градиент удельного сопротивления, который завершается низким значением удельного сопротивления. При совпадении показаний длинных зондов эти значения УЭС соответствуют истинным величинам. На рис. 1 интервал водонасыщения коллектора находится ниже отметки 1997 м – уровень ВНК. В переходной зоне вертикальный градиент УЭС также близок к фактическому значению по всему интервалу до кровли пласта. Признак изменения УЭС в переходной зоне отчетливо выделяется зондами большой глубинности исследования. Как правило, в верхней части переходной зоны, где отсутствует подвижная вода, зондированием определяются максимальные значения удельного сопротивления с признаками понижающего проникновения (1974-1985 м).

Разность фаз, измеряемая зондами ВИКИЗ, тесно связана с насыщенностью коллектора водой, объемы которой определяют электропроводность коллектора. Присутствие подвижной нефти в коллекторе над уровнем ВНК обнаруживается инверсией диаграмм больших зондов. Этот уровень переходной зоны принято определять "критической" величиной удельного сопротивления. Таким образом, инверсионный узел диаграмм совпадает с уровнем ВНК.

Водонасыщение - разность фаз. Градиент сопротивления обычно выражают как отношение приращения удельного сопротивления коллектора $\Delta\rho$ к приращению расстояния вверх от ВНК между отсчётами - Δh . Удельное сопротивление переходной зоны ($\rho_{п.}$) на удалении h от водонасыщенной части пласта с удельным сопротивлением $\rho_{в.п.}$ определяется следующим выражением:

$$\rho_{п.} = \rho_{в.п.} + (\Delta\rho/\Delta h) h. \quad (1)$$

Для сцементированных песчаников полимиктового состава коэффициент водонасыщения ($K_{в.}$), согласно уравнению Арчи, можно представить следующим равенством:

$$K_{в.} = (\rho_{в.п.})^{0.5} [(1 / \rho_{п.})^{0.5}]. \quad (2)$$

Заменив $\rho_{п.}$ его выражением из (1), получим:

$$K_{в.} = (1 + \eta)^{-0.5} \quad (3)$$

Здесь $\eta = (\Delta\rho/\Delta h) (h/\rho_{в.п.})$ - безразмерный параметр, отражающий интенсивность уменьшения водонасыщенности коллектора в переходной зоне.

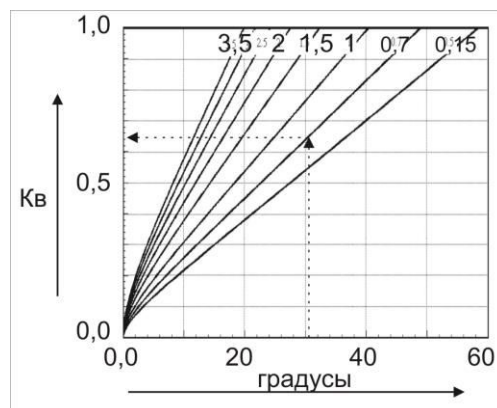
В методе ВИКИЗ разность фаз имеет трансцендентную связь с удельной электропроводностью однородной среды:

$$\Delta\varphi = A\sigma^{0.5} - \arctg [(A\sigma^{0.5}) / (1 + B\sigma^{0.5} + C\sigma)] , \quad (4)$$

где А, В и С – коэффициенты зондов, $\sigma_{п.} = 1 / \rho_{п.}$ – электропроводность – величина обратная удельному сопротивлению пласта. С учетом зависимостей (1), (2) и (3) становится очевидным функциональная связь разности фаз с удельным сопротивлением пласта так же, как и коэффициента водонасыщения в выражении (2):

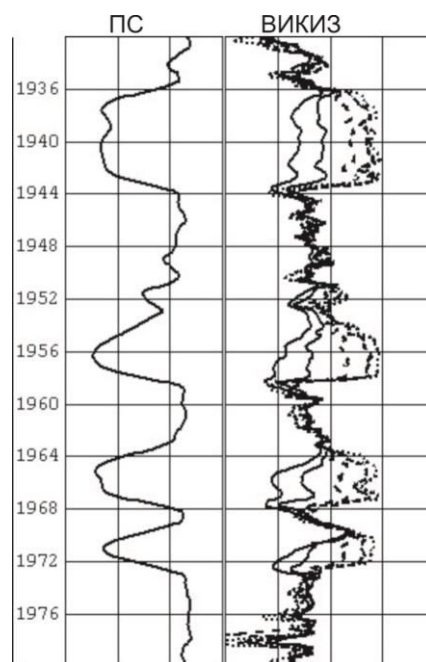
$$\Delta\varphi = F [(1 / \rho_{п.})^{0.5}] . \quad (5)$$

В качестве примера на рис. 2 приведена функциональная зависимость разности фаз (5) от величины коэффициента водонасыщения (2) для разных значений водоносной части пласта ($\rho_{вп.}$). В диапазоне удельных сопротивлений (от 40 Ом·м и ниже) функциональная связь $\Delta\varphi$ ($K_{в.}$) практически линейная.



В продуктивных коллекторах обычно формируются неглубокие зоны проникновения. В таких условиях показания зондов большой глубины исследования могут совпадать. Это позволяет обходиться без поправок, поскольку асимптотический уровень кривой зондирования соответствует истинному значению УЭС пласта. Величина коэффициента водонасыщенности, определенная по графику функциональной связи разности фаз через известное значение водоносной части пласта (шифр кривой), позволяет по известной зависимости определить долю нефти в поровом объеме коллектора: $K_{н.} = 1 - K_{в.}$

На рис. 3 приведен фрагмент диаграмм каротажа, полученных в горизонтальной скважине. Интервалы коллекторов по данным ВИКИЗ выделяются отчетливыми расхождениями диаграмм по удельному сопротивлению. Это расхождение обусловлено формированием зоны проникновения повышающего характера (диаграммы ВИКИЗ выполнены сплошными линиями соответствуют минимальным значениям удельного сопротивления). На приведенном фрагменте данные каротажного зондирования позволяют сделать вывод о прохождении скважиной водоносной части залежи.



Интервалы всех коллекторов по ВИКИЗ согласуются с аномалиями на диаграмме ПС. Интервалы глинистых отложений выделяются схождением диаграмм ВИКИЗ на уровне средних значений удельного сопротивления. В отдельных интервалах, например, около отметок 1932м и 1978м, выделяются аномально низкие значения глин. Такие неуплотненные глины являются хорошими экранами для ниже залегающих коллекторов, в том случае, если их отложения носят не "пятнистый" характер по площади залежей. Высокая корреляция коллекторов и не коллекторов по методу ВИКИЗ и ПС имеет классический характер на приведенном фрагменте.

Приведенный пример позволяет использовать те же приемы оценки характера насыщения, которые обсуждались при рассмотрении данных, приведенных на рис. 1.

Выводы. Численное значение разности фаз в переходной зоне отложений терригенного типа тесно связаны с коэффициентом водонасыщения (нефтенасыщения) коллектора, вскрываемого вертикальными и горизонтальными скважинами на пресных буровых растворах.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Нефтяное хозяйство // № 2, 2004. С. 64-69.
2. Нефтяное хозяйство // № 2, 2004 г. С. 44 - 50.
3. Нефтяное хозяйство // № 6, 2005 г. С. 86 – 91.
4. Нефтяное хозяйство. № 2, 2004 г. С. 74-79.
5. Антонов Ю.Н., Эпов М.И. Глебочева Н.К. Экспресс-оценка насыщенности переходной зоны по данным ВИКИЗ // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2001. Вып. 83. С. 103-115.

© Ю.Н. Антонов, 2006

СКВАЖИННАЯ СИСТЕМА ВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

В процессе разработки нефтяного месторождения удаётся извлечь лишь часть нефти, большая её часть (до 40-60%) остаётся в пласте. В связи с этим для повышения охвата залежи разработкой используют массивированный гидроразрыв пластов и форсированный отбор жидкости. Также активно применяются химические методы увеличения нефтеотдачи, которые имеют высокую стоимость и технологические ограничения по применению. Следовательно, становятся востребованы методы повышения нефтеотдачи, которые могут работать совместно с общепризнанными и дополнять их область применения там, где стандартные методы не могут быть использованы. Особое развитие получили волновые технологии, которые относятся к физическим методам повышения нефтеотдачи. Имеется масса примеров применения вибрационного воздействия с поверхности земли [1] и в скважине [2, 3, 4, 5]. Потери энергии в пласте от наземного источника составляют до 70% за счёт высокого затухания колебаний в массиве горных пород. Когда источник расположен в скважине на глубине залегания продуктивного слоя, воздействие является более интенсивным. В этом случае сейсмоакустическая энергия вводится непосредственно в продуктивный слой. Поскольку затухание сейсмических волн в горной породе растёт с увеличением частоты, то низкочастотный излучатель оказывает воздействие на нефтяной пласт на большие расстояния, чем высокочастотный источник той же мощности. Низкая частота генерируемых колебаний и сравнительно небольшое их затухание в продуктивном пласте, способствуют охвату воздействием протяжённого участка нефтяной залежи. Область воздействия также увеличивается за счёт использования волноводных свойств пласта. Дополнительным преимуществом скважинных методов является возможность эксплуатации оборудования без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Рассмотрим скважинные системы, где используется штатный штанговый привод со станком-качалкой.

Среди скважинных волновых технологий наиболее распространёнными являются три схемы:

1. Технологии, использующие перепад давления за счёт сжатия жидкости в погружной камере. Воздействие этими системами осуществляется на жидкую фазу пласта. Примерами таких систем могут служить установки фирм «Нефтеотдача», «Геоволна» Россия [4] и «Applied Seismic Research» США [5]. В этих системах рабочая жидкость сжимается в специальной камере или в насосно-компрессорных трубах. Последующее её впрыскивание в эксплуатационную колонну образует ударную гидравлическую волну, которая

достигает интервала перфорации и формирует сейсмические волны в продуктивном пласте.

2. Технологии, использующие перепад давления за счёт образования пустого объёма и последующего его открытия. Для реализации этого метода применяются скважинные штанговые насосы, созданные в нефтегазодобывающем управлении “Альметьевнефть” АО “Татнефть”, которые обладают расширенными функциями, осуществляющими имплозионное воздействие на пласт [6, 7, 8, 9].

3. Технологии, использующие переменное давление, прилагаемое к забой скважины через механический волновод. Воздействие на твёрдую матрицу пласта используется в технологии ООО НПФ «Недра-ЭСТЕРН» [2, 3]. Её действие заключается в разуплотнении пород в продуктивном пласте путём разгрузки части веса подъёмной колонны.

Институтом горного дела СО РАН разработано и испытано гидроударное устройство для волнового воздействия на пласт [10]. Принцип генерации упругой волны в данной технологии заключается в создании пустого объёма в камере, при разгерметизации которой происходит заполнение внутреннего объёма жидкостью под давлением. Образующийся при этом удар передаётся столбу жидкости в скважине или на забой через механический волновод, в зависимости от компоновки устройства. Этот процесс имеет два основных направления: гидроудар при торможении жидкости заполняющей камеру и собственно “имплозия” создаваемая за счёт резкого снижения давления в затрубном пространстве или призабойной зоне. Волновая технология добычи нефти с гидроударным способом генерации сейсмического поля предназначена как для интенсификации притока нефти из малопродуктивных скважин, так и для воздействия на окружающие скважины мощными сейсмическими импульсами с низкой частотой следования. Эти импульсы, распространяясь на большие расстояния в продуктивном пласте, обладающем волноводными свойствами, влияют на физико-химические и геомеханические процессы в пласте, способствуя повышению фазовой проницаемости коллектора по нефти, увеличению охвата залежи действием вытесняющего агента и усилению позитивного влияния гидродинамических методов (циклическое заводнение и изменение направления фильтрационных потоков) на процесс разработки месторождения.

Устройство представляет собой плунжер с нагнетательным клапаном, установленный в цилиндр, нижний торец которого заглушен, а в верхней части расположена инжекторная камера, представляющая собой расширение цилиндра с перфорированными стенками. Цилиндр прикреплен к колонне НКТ (рис. 1а) и в зависимости от компоновки может опираться на волновод (рис.1б). При движении плунжера вверх в нижней части цилиндра создается пустой объем, заполненный парами жидкости с низким давлением. При выходе нижнего конца плунжера в инжекторную камеру в пустой объем устремляется жидкость из затрубного пространства скважины, формируя скоростную струю, при остановке которой возникает мощный гидравлический удар.

Установка может применяться для решения двух основных задач:

– Интенсификация добычи малодебитных низкообводненных скважин, эксплуатируемых штанговыми насосными установками, в тех случаях, когда гидроразрыв пласта неприменим или нерентабелен;

– Увеличение добычи нефти по группе скважин за счет сейсмического воздействия на протяженную площадь продуктивного, в т.ч. Высокообводненного пласта.

Промышленные испытания данной установки проведены на Тамьяновской площади Мончаровского месторождения. Получены положительные результаты. Дополнительно добыто около 14 тыс. тонн нефти.

Известны примеры волновых технологий с использованием механических волноводов, передающих генерируемые колебания матрице продуктивного пласта, оказывающие комбинированное воздействие на залежь, т.е. обработку призабойной зоны и воздействие на пласт в целом, например скважинный вибратор фирмы “Геоволна” [11] и сейсмический источник АО

“БашНИПИнефть” на базе станка канатно-ударного бурения УГБ-ЗУК [12, 13]. Поскольку наиболее эффективным является воздействие на твёрдую фазу пласта, целесообразным является применение в данном устройстве волновода (рис.1б), который также используется, как упор на забой, что уменьшает износ оборудования, и позволяет охватить обработкой скважины глубиной более 1,5 км.

Для усиления эффекта имплозионной обработки призабойной зоны предусматривается применение компоновки с образованием пониженной зоны давления в интервале перфорации, по сравнению с затрубным пространством. Этот эффект достигается применением пакерной системы и использованием гидроканала для отбора жидкости из под пакера (рис. 1в).

Исследования динамики работы привода показали, что в момент нанесения гидроудара, колонна штанг и станок-качалка испытывают повышенные динамические нагрузки, следствием которых является разрушение штанг и выход из строя привода генератора. В известных способах для снижения указанных выше динамических воздействий приходится не полностью использовать технические возможности привода по допускаемому тяговому усилию, что выражается в невысокой мощности создаваемых упругих

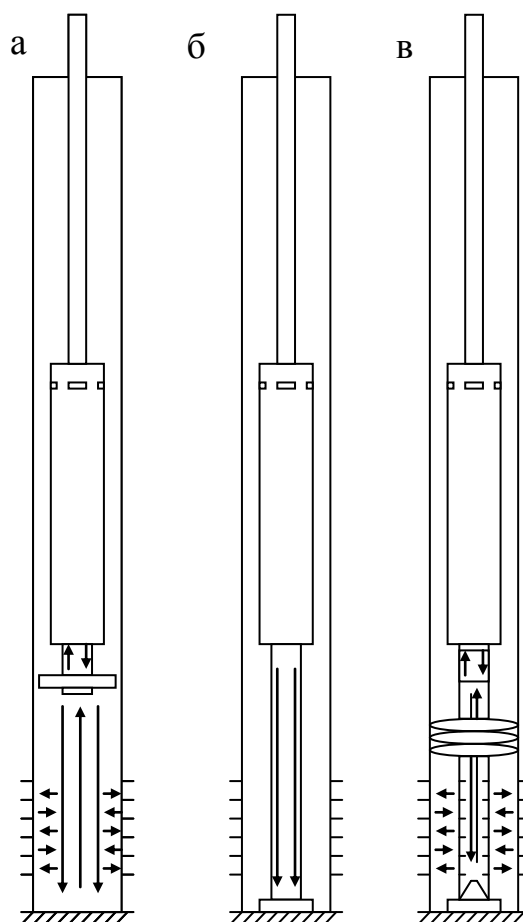


Рис. 1. Схемы включения гидроударной установки

колебаний, ограниченной конструктивной прочностью устройств для их реализации. Возникает техническая задача, которая заключается в повышении мощности волнового воздействия на продуктивный пласт за счёт исключения ударно-динамических нагрузок на оборудование для его осуществления.

Идеальная и реальная динамограммы работы установки приведены на рис. 2а,б.

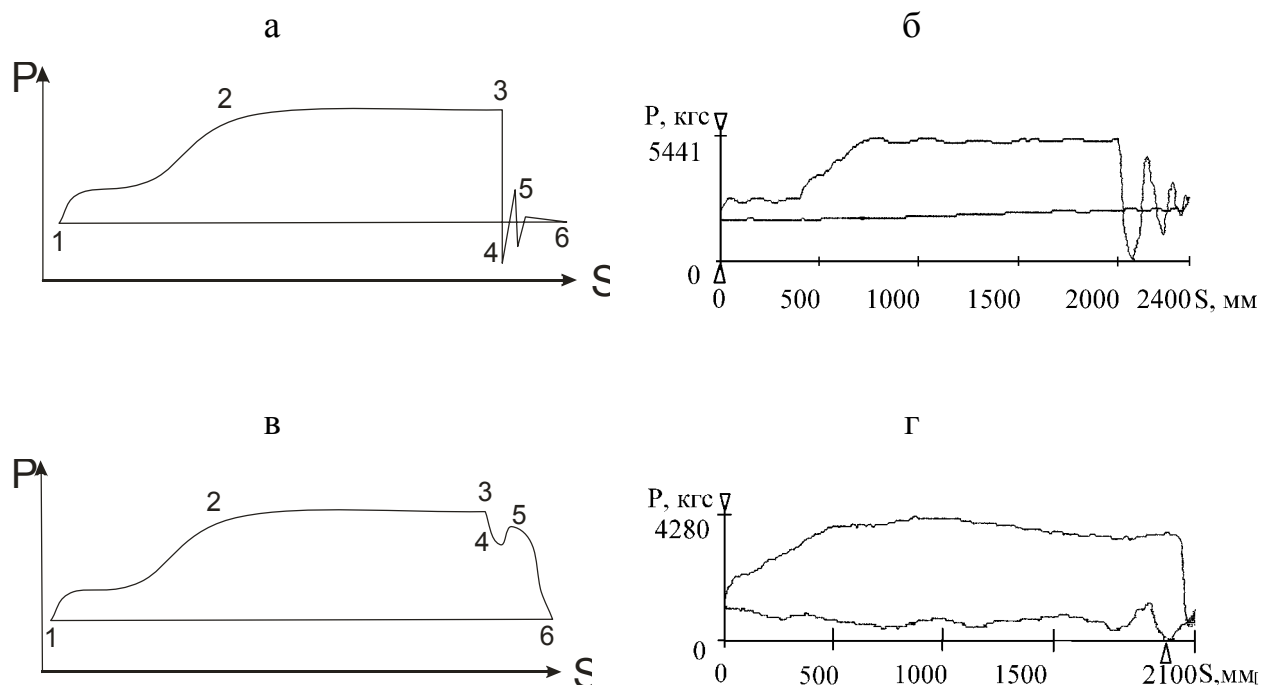


Рис. 2. Динамограммы работы гидроударной установки:

а - идеальная динамограмма; б - реальная динамограмма; в, г - идеальная и реальная динамограмма соответственно с учётом устройства гашения отдачи. P – нагрузка на штанги, S – перемещение штанг

На динамограммах рис. 2а,в участок 1-2 показывает удлинение штанг при движении вверх, 2-3 – движение штанг с постоянной нагрузкой, 3-4 – гидроудар, проявляется в виде мгновенного падения нагрузки. На динамограмме рис. 2а участок 4-6 показывает биение нагрузки вследствие колебания штанг. На динамограмме рис. 2в участок 4-6 – компенсация резкого снятия нагрузки за счёт системы гашения.

Дальнейшее развитие устройства совмещающего в себе создание импульсной депрессии на призабойную зону и сейсмического воздействия на пласт направленно на устранение ударных нагрузок. Для этого установка дополнительно снабжается устройством компенсации отдачи на привод, в котором используется перепад давления и последующее его выравнивание при помощи дроссельного эффекта. При создании устройства учтена возможность одновременного отбора пластовой жидкости. Это позволяет не выводить скважину из эксплуатации на время проведения работ, что существенно расширяет область применения данной технологии.

Идеальная и реальная динамограммы работы установки с учётом устройства гашения отдачи, полученные на месторождении во время испытания установки, приведены на рис. 2в,г. Несовпадения идеальной и реально снятой динамограмм объясняется погрешностями в точности настройки оборудования и утечками в плунжерной паре. По динамограммам видно более плавное снижение нагрузки и отсутствие колебательного процесса в момент нанесения гидроудара.

Для устранения чрезмерных ударно-динамических нагрузок, обусловлены действием отражённой волны, возникающей после создания импульса давления жидкости в подплунжерной полости и передаваемой на плунжер, необходимо изменить циклограмму нагрузки на привод за цикл воздействия.

Предлагаемая разработка позволит повысить мощность волнового воздействия на продуктивный пласт за счёт исключения ударно-динамических нагрузок на оборудование для его осуществления.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Симонов Б.Ф., Чередников Е.Н., Сердюков С.В. и др. Технология вибросейсмического воздействия на нефтяные пласты с земной поверхности (ВСВ) для повышения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. – 1998. - № 4.
2. Патент 2136851 РФ. Ащепков Ю.С., Березин Г.В., Ащепков М.Ю. Способ эксплуатации скважины - Оpubл. в БИ, 1999, №27, ч. 3.
3. Ащепков М.Ю., Ащепков Ю.С., Березин Г.В. Новая ресурсосберегающая технология повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти // М: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001.
4. Патент 95104938 РФ. Вагин В.П. Способ волнового воздействия на залежь и устройство для его осуществления - Оpubл. в БИ, 1997, № 2.
5. Kostrov, S. and P. Roberts. In Situ Seismic Shockwaves // Oil & Gas Journal. – 2001. - Sept. 3, pp. 47- 52.
6. Патент 2138620 РФ. Тахтудинов Ш.Ф., Кадыров А.Х., Залятов М.М., Зиякаев З.Н., Саблин И.В. Скважинный штанговый насос - Оpubл. в БИ, 1999, № 27, ч. 2.
7. Патент 2138621 РФ. Тахтудинов Ш.Ф., Кадыров А.Х., Залятов М.М., Зиякаев З.Н., Саблин И.В. Скважинный штанговый насос - Оpubл. в БИ, 1999, № 27, ч. 2.
8. Патент 2158362 РФ. Ибрагимов Н.Г., Курмашов А.А., Раянов М.М. Устройство для добычи нефти и обработки призабойной зоны скважин - Оpubл. в БИ, 2000, № 30.
9. Патент 2162932 РФ. Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Курмашов А.А., Раянов М.М. Устройство для добычи нефти и обработки призабойной зоны скважины - Оpubл. в БИ, 2001, № 4, ч. 2.
10. Сердюков С.В., Чередников Е.Н. Гидромеханический пульсатор давления для скважинного волнового воздействия на продуктивные нефтяные пласты. // Динамика и прочность машин 2-я международная конференция. Том 1. Новосибирск 2003. ИГД СО РАН.
11. Симкин Э.М. Вибросейсмический метод увеличения продуктивности обводнённых нефтяных и газовых пластов // Нефтегазовые технологии. 1998. – № 2.
12. АС 1710709 СССР. Вагин В.П., Симкин Э.М., Сургучев М.Л. Способ волнового воздействия на залежь и устройство для его осуществления - Оpubл. в БИ, 1992, № 5.
13. Назмиев И.М., Андрейцев С.В., Горюнов А.В. Низкочастотное ударно-волновое воздействие – эффективный метод повышения нефтеотдачи пластов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1997. - № 12.

К ВОПРОСУ СОЗДАНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ СКВАЖИННЫХ ВОЛНОВЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ

К настоящему времени в мировой и отечественной практике нефтедобычи сложилось обоснованное представление об эффективности и перспективности применения волновых технологий воздействия на истощенные, высокообводненные нефтяные пласты с целью повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи. Подтверждением этой ситуации является публикация за последние десятилетия сотен печатных работ и патентов по этой тематике.

Особый интерес среди известных методов волновых воздействий вызывают скважинные системы. Основанием для такого отношения являются следующие обстоятельства:

1. Принципиально более высокий к.п.д. процесса за счёт отсутствия потерь энергии, характерных для поверхностных воздействий или воздействий, связанных с их передачей по длинным (механическим, гидравлическим) каналам.
2. Наличие на нефтепромыслах огромного (сотни тысяч) количества скважин различного технологического назначения, находящихся на разных стадиях использования. Тысячи из них могут быть использованы для волновых воздействий.
3. Широкое распространение на промыслах серийно изготавливаемого оборудования, оснастки, которые могут быть использованы для скважинных волновых воздействий; техническая, технологическая, эксплуатационная и кадровая подготовленность нефтепромыслов к работам по этим технологиям.
4. Относительно низкая стоимость оборудования; масштабность применения.

Однако реализация этих обстоятельств должна быть согласована с общими требованиями к технологии нефтедобычи и, прежде всего:

- Технические средства воздействий должны по своим параметрам (энергии и частотному диапазону) соответствовать оптимальным для конкретных пластов и обеспечивать эффективное с позиций нефтеотдачи воздействие на пласт на расстояниях в сотни и тысячи метров от скважины;

Работа выполнялась при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований проект № 05-05-64558

- Воздействия должны быть многократными (сотни тысяч и миллионы циклов) с соблюдением стабильности излучаемых волн при различных режимах воздействия и, следовательно, технические средства должны обладать необходимой для этого долговечностью;

- Должна обеспечиваться технологическая и экологическая безопасность воздействий; они не должны повлечь появления пагубных последствий;

- Необходимо предусматривать возможность совместимости волновых воздействий с другими методами повышения нефтеотдачи;
- Технология должна базироваться на реальных возможностях существующих нефтедобывающих предприятий, обеспечивать экономическую эффективность, обладать новизной, патентозащищённостью.

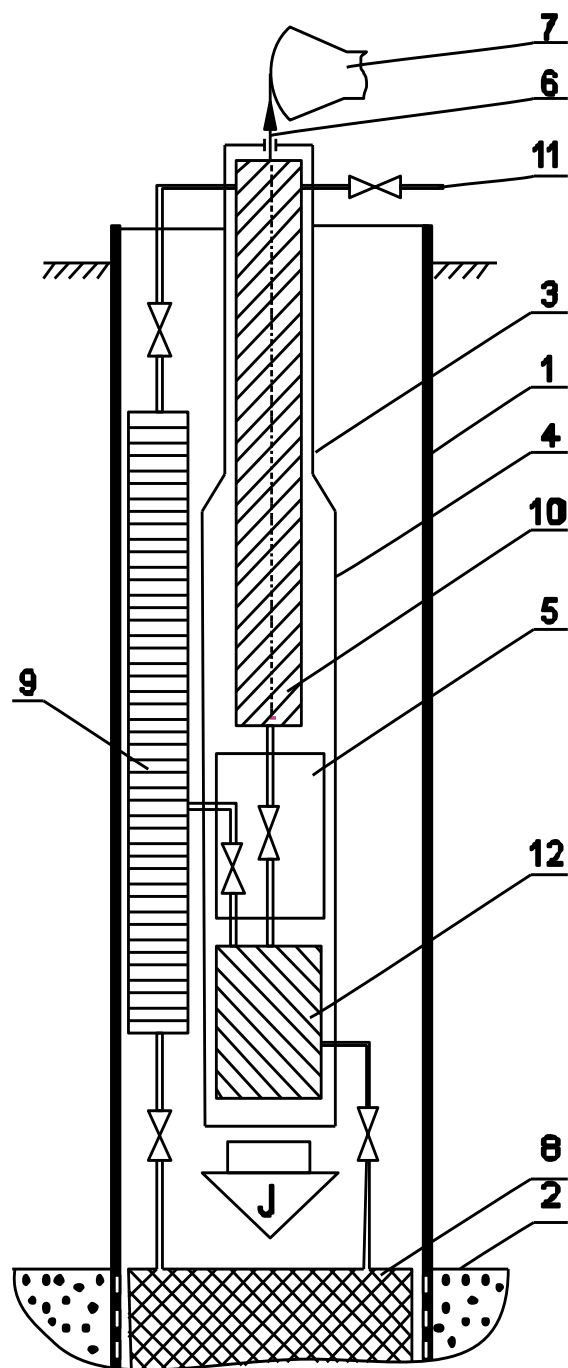


Рис. 1

Привлекательность идеи скважинного возбуждения колебаний продуктивного пласта заключается в следующем. В скважине имеется столб жидкости высотой $H_{ж}$, создающей давление на забой $P = \rho g H_{ж}$; (реально это более 10 МПа для нефтяных скважин глубиной свыше 1000 м). Если поднять этот столб жидкости весом несколько тонн на некоторую высоту h (что вполне достижимо, например, с помощью погружного насоса с поверхностным приводом), а затем сбросить его вниз, т.е. реализовать явление гидравлического удара, то импульс давления жидкости на забой составит десятки МПа, а возникшая при этом сила, переданная на продуктивный пласт, вызовет в нём упругие колебания.

Практическая реализация этой идеи заключается в образовании в скважине изолированных полостей (зон) с постоянным и переменным, обусловленным возвратно-поступательным перемещением плунжера насоса, давлением. При сообщении полостей с различным давлением и перетоках жидкости из зон высокого давления в зону пониженного давления, в последней, образующей импульсную камеру, возникает импульс давления, передаваемый на пласт.

Исходя из вышеизложенного структурная схема скважинного сейсмического воздействия на продуктивный пласт может быть представлена следующим образом (рис. 1).

В обсаженную скважину 1 с перфорацией в зоне пласта 2 на насосно-компрессорных трубах (НКТ) 3 устанавливают цилиндр 4, внутри которого с

возможностью осевого перемещения размещают плунжер 5, тягой 6 связанной с приводом 1 возвратно-поступательного движения. Скважину заполняют жидкостью.

В результате пространство скважины разделяется на 4 зоны (камеры):

- Камера 8 пласта, ограничивается в скважине интервалом перфорации и находится под внутрипластовым давлением;
- Камера межтрубного пространства 9, образованная кольцевым зазором между обсадной трубой и ставом НКТ; давление в этой камере может меняться в широких пределах в зависимости от высоты столба жидкости;
- Камера надплунжерного пространства 10, образованная кольцевым зазором между внутренней поверхностью колонны НКТ и насосными штангами по всей их длине. Давление в этой камере зависит от режима работы. На устье скважины камера может быть соединена через задвижки с выкидной магистралью 11 или камерой 9 межтрубного пространства;
- Всасывающая (подплунжерная) камера 12, одновременно является пульсационной камерой, в которой формируются импульсы J давления жидкости, передаваемые в дальнейшем в продуктивный пласт.

Камеры соединены между собой гидравлическими каналами с запорными элементами в виде каналов, золотников, задвижек, пакеров.

При движении плунжера из крайнего нижнего положения вверх жидкость из пласта или межтрубного пространства поступает в подплунжерную всасывающую камеру. При этом на части хода возможно перекрытие поступления жидкости и при дальнейшем ходе плунжера вверх за счёт разряжения давление в камере понижается. Одновременно жидкость из надплунжерной камеры вытесняется в выкидную линию, или сжимается в этой камере при закрытой задвижке выкидной линии, или переливается в межтрубную камеру.

При достижении плунжером верхнего положения (на подходе к нему или, наоборот, после начала движения вниз) камера повышенного давления (надплунжерная или межтрубная) сообщается с подплунжерной и поток жидкости, заполняя эту камеру создаёт в ней импульс давления. При дальнейшем движении плунжера вниз жидкость из подплунжерной камеры через нагнетательный клапан поступает в надплунжерную камеру. После полного опускания плунжера вниз цикл повторяется.

Возникший в подплунжерной камере импульс давления жидкости через гидравлический или механический (при преобразовании импульса давления в переменную силу) канал передается в пласт.

Оценим возможные энергетические параметры воздействия на пласт через скважину, обсаженную трубой диаметром 168 мм. Примем следующие значения основных параметров: глубина залегания пласта 1200 м, скважина заполнена водонефтяной смесью с плотностью $\rho = 900 \text{ кг/м}^3$. В скважине установлен штанговый насос с диаметром плунжерной пары 57 мм и ходом плунжера 3 м. Давление в подплунжерной камере при подъеме его в крайнее верхнее положение принимаем равным атмосферному.

Прирост ΔP давления жидкости на забой при гидравлическом ударе определяется на основе формулы Н.Е. Жуковского $\Delta P = \rho V c$, где V – скорость струи жидкости в момент удара о забой; c – скорость распространения ударной волны в скважине (для стальных труб, заполненных водонефтяной смесью по данным многочисленных расчётов $c=110-1400$ м/с); V_0 – начальная скорость движения жидкости при входе в подплунжерную камеру $V_0 = \varphi \sqrt{2gH_{\text{ж}}}$; g – ускорение свободного падения; $H_{\text{ж}}$ – высота столба жидкости над плунжером; φ – коэффициент, зависящий от свойств жидкости, геометрических параметров канала, шероховатости поверхности и т.д.

Расчёты при крайних значениях входящих параметров показывают, что значение ΔP в 5-12 раз превышает значение статического давления на забой столба жидкости, а максимальное значение действующей на забой силы достигает 120-200 кН. Это настолько значительная величина, что если сравнить с 600-1000 кН силы поверхностных виброисточников с к.п.д. передачи нагрузки от источника до пласта в 1-3%, то возникают вопросы не увеличения этой силы, а разработки систем и элементов передачи такого воздействия на продуктивный пласт.

Частотный спектр воздействия определяется, числом двойных ходов станка-качалки, а далее взаимодействием отражённых волн. После гидравлического удара отраженная от забоя (торца плунжерной камеры) волна со скоростью c движется до устья скважины и, отражается вторично, возвращается к забою с меньшим энергетическим потенциалом. Далее процесс повторяется до полного затухания. При изменении числа двойных ходов станка-качалки от 4 до 12 в минуту обратная волна успевает 2-6 раз воздействовать на забой.

Каждый импульс воздействия прямой и обратных волн включает широкий спектр частот – от долей герца до нескольких килогерц, в том числе и наиболее оптимальные с позиций эффективности воздействия (так называемые доминантные) частоты.

На основе представленной структуры могут реализовываться различные технологические режимы воздействия:

- Просто откачка жидкости пласта;
- Откачка с одновременным импульсным воздействием;
- Только импульсное воздействие, причем как на флюид или скелет пласта, так и совместное;
- Депрессионное воздействие на призабойную зону;
- Нагнетание в пласт различных реагентов.

В ИГД СО РАН совместно с ОАО «Ижнефтемаш» выполнены расчеты, разработана конструкторская документация, изготовлены головные образцы и опытные партии оборудования, проходящего в настоящее время производственные испытания на нефтепромыслах.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВОЛНОВОЙ АКУСТИЧЕСКОЙ ГЕОТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДЕБИТА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

Волновая акустическая геотехнология предназначена для интенсификации дебита углеводородов из скважин, пробуренных с поверхности (технология ВАГИДЭС) и из горных выработок угольных шахт - ее локальный вариант технология ЛАВОПОР. Система «скважина–пласт» является резонансной. Возбуждая генератором колебаний в рабочем агенте скважины, гармонические колебания на низкой частоте 0,5-3,2 Гц можно ввести, последовательно (на нескольких гармониках), выбранную часть геологического разреза или отдельный пласт в резонанс [1]. Как правило, вдоль выбранного слоя (волновода или антиволновода), распространяются интерференционные каналовые волны, обладающие на низких частотах большой энергией волны, затухающей по гиперболическому (функции Бесселя) закону.

Для возбуждения упругих колебаний была разработана конструкция генератора упругих колебаний (ГУК). Генератор упругих колебаний, в технологии ВАГИДЭС, представляет собой переоборудованный нагнетательный агрегат 4АН-700 или 1УН630-700А. ГУК, в технологии ЛАВОПОР, представляет собой переоборудованный серийный насос типа АНУ-160.

Подключение к ГУК двух-трех специальных секций гидролиний и, при необходимости, одной пневмолинии от компрессора типа CD-101/9, в технологии ВАГИДЭС, на промплощадке скважины, позволяет осуществлять управляемое воздействие на систему «скважина-пласт».

У истоков разработки технологий ВАГИДЭС и ЛАВОПОР стоял заведующий Воркутинским отделением ВостНИИ Липа В.И.

Анализируя выполненные теоретические и экспериментальные исследования на скважине № 3-РН, № 94 и контрольных скважинах №№ 84, 90, 89, 88, 98, 69, 36 Вуктыльского газоконденсатного месторождения, на скважине № 4023 Усинского нефтяного месторождения и материалы, вошедшие в программу «Американский проект» по извлечению метана из угольных пластов из скважин, пробуренных с поверхности на поле шахты «Комсомольская» Воркутского угольного месторождения, по технологии ВАГИДЭС, а также результаты шахтных исследований в лаве 234-з пласта «Четвертого», в зоне расщепления пласта «Мощный» на пласты «Тройной» - «Четвертый» ш. «Юр-Шор», и в лаве 522-ю «бис» ш. «Воркутинская» Воркутского угольного месторождения, по технологии ЛАВОПОР, разработан новый алгоритм и программа на ПЭВМ, позволяющие осуществлять

управление (наше Ноу-Хау) на каждом конкретном объекте по технологии ВАГИДЭС или ЛАВОПОР. Это управление основано на физико-механических свойствах стимулирующего пласта и его вмещающих пород, а также на технологических параметрах применяемых агрегатов и оборудования. В результате представляется возможным рассчитать математическую модель, по выбору оптимальных параметров воздействия на пласт, и осуществлять контроль за его состоянием, по показаниям измерительных приборов.

Ниже приводится новый алгоритм расчёта акустических параметров с учетом конструкции системы «скважина-пласт».

Таблица 1. Исходные данные и алгоритм расчёта акустических параметров с учётом конструкции системы «скважина–пласт»

Наименование параметров	Символ параметра
Глубина середины возбуждаемого массива, м,	HO%
Толщина (мощность) возбуждаемого слоя продуктивного массива, м,	TVM
Плотность горной породы, кг/м куб.,	ROP%
Скорость звука в горной породе, м/с,	CP%
Скорость звука в рабочем агенте, м/с,	CA%
Плотность рабочего агента, кг/м куб.,	ROA%
Плотность границы конструкции Флейты, кг/м куб.,	ROG
Скорость на границе конструкции, м/с,	CG%
Радиус рабочего цилиндра генератора, м,	RO
Внутренний радиус колонны скважины, м,	IRKS
Внутренний радиус НКТ, м,	RTR
Внешний радиус НКТ, м,	ERNKT
Радиус полости в продуктивном слое, м, 0,5÷500, для 50, 100, 150...	RPS
Смещение преобразователя генератора, м,	XO
Номер гармоники для данной длины Флейты, $n = 1, 2, 3, \dots$	NO%
Номер рассчитываемой конструкции Флейты, $1 \rightarrow (\frac{2}{3} \pi); 2 \rightarrow (\frac{4}{3} \pi), \dots$	RG%
Отстояние преобразователей генератора, м,	DX2%
Длина хвостовой части конструкции, м,	D%
Длина НКТ от забоя до границы конструкции, м,	L%
Длина НКТ от устья скважины до границы, м,	L1%
Длина НКТ по поверхности, м,	L3%
Длина перфорированного интервала, м,	DPI
Плотность перфорации, ед./м,	PLP
Радиус перфорированного отверстия, м,	RPO

АЛГОРИТМ	
1. Определяют начальную фазу колебаний: $\alpha = - \left\{ \arctg \frac{(ROA\%)(CA\%)(RPS)^2}{(ROG\%)(CG\%)(RTR)^2} + \arctg (ROA\%)(CA\%) \times \right.$ $\times \left[\left(\frac{2\pi f}{(ROA\%)(CA\%)^2} \times \frac{(DPI)(PLP)(RPO)^2}{2(IRKS)} \right) + \frac{1}{(ROP)(CP\%)} \right] \Bigg\},$ где $f = 0,5 \div 3,2$ Гц - рабочая частота, с $\Delta f = 0,1$ Гц, в зоне резонанса $\Delta f = 0,01$ Гц.	
В общей таблице графа начальной фазы, рад.,	ALFO%
2. Вычисляют резонансные частоты системы «скважина – пласт»: $f_p = \frac{[(2n-1)\pi - 2\alpha](CA\%)}{4\pi(HO\%)}$	
В общей табл. графа резонансных частот, Гц,	F (NF%)
Для дальнейших расчётов вводят дополнительные параметры:	
Коэффициент сдвиговой вязкости в рабочем агенте, Па×с,	KSV
Коэффициент теплопроводности в рабочем агенте, Вт/мК,	KTP
Удельная теплоёмкость в агенте, при $V=\text{const}$, Дж/Кг×К,	YTV
Удельная теплоёмкость в агенте, при $P=\text{const}$, Дж/Кг×К,	YTP
3. Вычисляют пространственный коэффициент затухания амплитуды акустической волны (коэффициент расхождения): $\delta_n = \frac{2\pi^2[F(NF\%)]^2}{(ROA\%)(CA\%)^3} \times \left\{ \frac{4}{3} (KSV) + \frac{(KSV)4\pi^2[F(NF\%)]^2(HO\%)}{(CA\%)^2} \times \right.$ $\times \left(\sqrt{\frac{(KSV)}{(ROA\%)\pi[F(NF\%)]} } \right) + (KTP) \left[\frac{1}{(YTV)} - \frac{1}{(YTP)} \right] \Bigg\}.$	
В общей таблице графа пространственного коэффициента затухания волны, 10^{-n} 1/м,	PKZ%
4. Определяют коэффициент поглощения акустической энергии: $\eta = \frac{(PKZ\%)(ROA\%)}{4\pi[F(NF\%)]}.$	
В общей табл. графа коэффициента поглощения энергии, 10^{-n} ед.,	KPE%
5. Вычисляют коэффициент резонансного усиления амплитуды: $K_{py} = \frac{\cos(ALFO\%)}{\cos\left[\frac{2\pi[F(NF\%)] \times \sqrt{1 - (KPE)^2 \times (HO\%) + (ALFO\%)(CA\%)}}{(CA\%)}\right]}.$	
В общей табл. графа коэффициента резонансного усиления амплитуды, ед.,	KRU%
6. Определяют начальную амплитуду давления на преобразователе генератора: $P_0 = (ROA\%)(CA\%) 2\pi [F(NF\%)](XO).$	
В общей таблице графа начальной амплитуды давления генератора, МПа,	PAO%

7. Вычисляют амплитуду давления на забое скважины: $P_3 = (KRU\%)(PAO\%)$.	
В общей табл. графа амплитуды давления на забое скважины, МПа,	PAM(J,KD)
Для дальнейших расчётов вводят дополнительные параметры:	
Волновое число цилиндрической волны $\xi = \sqrt{\kappa^2 - \zeta^2}$, где $\kappa = 2\pi f / (CP\%)$; f – рабочая частота.	GN%
Значения: $\xi(0); \xi(1); \xi(2); \xi(3); \xi(4)$... находят по нулям Бесселевой функции первого порядка $J_1(\xi R_0) \rightarrow (НБФ1)$: 0; 3,84; 7,03; 10,18; 13,34..., где $R_0 = IRKS$. $\xi(0) = [k = 2\pi f / (CP\%)] \rightarrow (G0\%); \xi(1) = i \sqrt{\kappa^2 - (3,84/(IRKS))^2} \rightarrow (G1\%);$ $\xi(2) = i \sqrt{\kappa^2 - (7,03/(IRKS))^2} \rightarrow (G2\%); \xi(3) = i \sqrt{\kappa^2 - (10,18/(IRKS))^2} \rightarrow (G3\%);$ $\xi(4) = i \sqrt{\kappa^2 - (13,34/(IRKS))^2} \rightarrow (G4\%)$...	
8. Вычисляют распределение амплитуды давления от скважины по пласту [PR(N%)]: $P_R = PAM(J,KD) \cos \left\{ [(G0\% \div G4)(RPS)] - \frac{\pi}{4} \sqrt{\frac{2}{\pi(G0\% \div G4)(RPS)}} \right\},$ для (RPS): 50 м; 100 м; 150 м ... 500 м.	
В отдельной таблице представляют распределение амплитуды давления от скважины по пласту, МПа, Для (RPS): 50 м, 100 м и т.д.	
КОНЕЦ	

Технология ВАГИДЭС апробирована, с целью создания генератора низкочастотных упругих колебаний на Вуктыльском газоконденсатном месторождении и на Усинском нефтяном месторождении. В результате этих исследований конструкция такого генератора была создана. По заключению П.О. «Севергазпром» акустическое воздействие на скважину осуществлено в течение 8 часов с частотой 0,35-2,97 Гц. После прекращения воздействия достигнуто стабильное пятикратное увеличение приемистости скважины. Гидродинамические испытания скважины после воздействия дают ориентировочный радиус волнового воздействия около 365 м. Повторные гидродинамические исследования скважины, проведенные через месяц после завершения работ, показали, что приемистость пласта сохранилась на достигнутом уровне.

По заключению СП «Нобель Ойл» акустическое воздействие на скважину в течение 19 часов 34 минуты обеспечило превышение приемистости скважины, по отношению к первоначальной в 3 раза, с радиусом воздействия 70 метров, определенным геологическим заданием.

Технология ВАГИДЭС в локальном варианте – ЛАВОПОР (Локальное акустическое возбуждение высокогазоносных горных пород) была испытана на двух шахтах «Юр-Шор» и «Воркутинская» Производственного объединения «Воркутауголь». Применение технологии ЛАВОПОР позволило повысить

эффективность дегазации, при отработке свиты угольных пластов в незащищенных (не подработанных) зонах - в 1,46 раза.

В настоящее время разрабатываются программа и методика опробования нового алгоритма и программы расчета на ПЭВМ акустических параметров, с учетом конструкции системы «скважина-пласт», с целью отработки управляемости волновой акустической геотехнологии на угольных и нефтегазоконденсатных месторождениях России.

Идея, физическая сущность и научная новизна технологии ВАГИДЭС и ЛАВОПОР защищены авторскими свидетельствами [2, 3].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Исакович М.А. «Общая акустика», Наука, М. 1973, 496 с.
2. А.с. СССР № 1165801, с приоритетом от 14.04.81 г. «Способ акустического разрыва пласта горной породы «МУРОХ» / Липа В.И. и др. / МГИ.
3. А.с. СССР № 123364 «Способ возбуждения каналовых волн», с приоритетом от 13.01.84 г. / Кульчицкий В.Б. и др. / ВНИИГИС.

© В.Б. Кульчицкий, В.М. Вернигор, 2006

НОВЫЕ ОЦЕНКИ РАЗУБОЖИВАНИЯ РУД ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

При разработке месторождений полезных ископаемых используется формула разубоживания руды, известная в горной науке уже более двух столетий:

$$R = \frac{C_o - C_d}{C_o}, \quad (1)$$

где C_o и C_d – соответственно, средние содержания металла в отрабатываемых запасах и в добытой рудной массе.

Вместе с тем, с середины 80-х годов в развитии теории и практики освоения недр появилось ряд концептуальных изменений [1-5] и др. Дальнейшее развитие некоторых из этих концепций (концепции динамических во времени и дифференцированных в пространстве месторождений эксплуатационных кондиций – [2]; концепции кластерной организации месторождений; теории [3] и практики развития внутрирудничной предконцентрации добытой рудной массы – [5]) вступило в противоречие с традиционным определением разубоживания (1).

При обычном оконтуривании запасов элементы неоднородностей полей содержаний не выявляются и усредняются, а в процессе добычи – все перемешивается. Среднее содержание по блокам, выемочным единицам и т.д. отражает результаты такого смешивания кондиционных и некондиционных порций. При этом, в оконтуренных балансовых запасах, как правило, на месторождениях с неравномерным орудением преобладают некондиционные куски и порции как породы, так и руды.

Таким образом, вся добытая рудная масса может быть представлена следующим образом: пустые породы ($Q_{п.п.}$), породы с некондиционным содержанием полезного компонента ($Q_{п.н.с.}$), некондиционные руды ($Q_{н.р.}$) и кондиционные руды ($Q_{к.р.}$) (рис. 1).

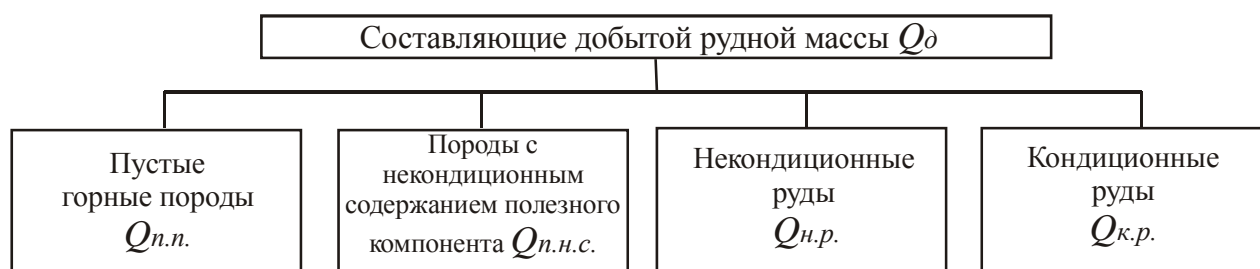


Рис. 1. Составляющие добытой рудной массы

При этом каждая из первых трех составляющих добытой рудной массы (рис. 1), являющаяся нежелательной примесью к кондиционным кускам и

порциям руды и снижающая качество добытой рудной массы, состоит из суммы горно-технологического и геолого-экономического происхождения.

Горнотехнологический тип разубоживающей массы (R^*) образуется по нескольким причинам. Например, пустые породы $Q_{п.п.}$ могут примешиваться в разных местах и количестве из кровли и почвы рудного тела, проникать в отбитую и выпускаемую руду из вышележащего обрушения и т.д. Аналогичные процессы происходят с разубоживанием породой, содержащей полезный компонент $Q_{п.п.с.}$, и некондиционными рудами $Q_{н.р.}$.

Геолого-экономическое разубоживание (R^{**}) запасов обуславливается природными процессами образования месторождений, с одной стороны, и технологией оконтуривания неоднородностей в соответствии с современными требованиями разведки и оценки месторождений, с другой.

С известным коэффициентом рудоносности коэффициент геолого-экономического разубоживания связан соотношением:

$$R^{**} = 1 - K \cdot \frac{q_0}{q_{п.к.с.}} \quad (2)$$

где K – коэффициент рудоносности, определяемый отношением объема руды с кондиционным (промышленным) содержанием к общему объему оконтуренных балансовых запасов; q_0 – запас полезного компонента в оконтуренных запасах руды и $q_{п.к.с.}$ – запас полезного компонента в кондиционных кусках и порциях.

Среднее содержание полезного компонента C в оконтуренных запасах Q_0 можно записать в виде

$$C = C_k \cdot (1 - R^{**}), \quad (3)$$

где C_k – среднее содержание компонента во всей массе кондиционных кусков и порций руды в оконтуренных запасах Q_0 .

Это позволяет рассматривать не только горно-технологическое разубоживание (R^*), возникающее в процессе добычи согласно (1), но и начальное геолого-экономическое разубоживание (R^{**}) запасов в нетронутом массиве (2).

Теперь общее разубоживание можно представить в виде суммы R^* и R^{**} (рис. 2).

Полученная формула (7) свидетельствует об аддитивности коэффициента разубоживания. Аддитивность дает основание все его составляющие вычислять отдельно, что позволяет разработать комплексную систему оценки и поиска рациональной совокупности мероприятий по повышению эффективности разработки месторождений на основе управления разубоживанием руд. Важно оценить все составляющие геолого-экономического разубоживания R^{**} в (6) и отдельно составляющие коэффициентов горно-технологического разубоживания R^* каждого типа разубоживающей массы в (4). Использовать для оценки R^{**} формулу (2) можно только на первом этапе, так как коэффициент рудоносности K , определяемый современными методами по редкой разведочной сети, не вскрывает многие особенности всей иерархии неоднородностей поля содержаний полезного компонента.

Горно-технологическое разубоживание (R^*) снижение качества руды в процессе добычи	
$R^* = \frac{Q_{n.n.}}{Q_o} + \frac{C_o - C_{n.n.c.}}{C_o} \cdot \frac{Q_{n.n.c.}}{Q_o} + \frac{C_o - C_{n.p.}}{C_o} \cdot \frac{Q_{n.p.}}{Q_o} \quad (4)$	
или	
$R^* = R_{n.n.} + R_{n.n.c.} + R_{n.p.} \quad (5)$	
$C_{n.n.c.}$ - среднее содержание породы с некондиционным содержанием полезного компонента; $C_{n.p.}$ - среднее содержание в некондиционной руде; $R_{n.n.}$ - разубоживание пустой породой; $R_{n.n.c.}$ - разубоживание породой с некондиционным содержанием; $R_{n.p.}$ - разубоживание некондиционной рудой.	
+	
Геолого-экономическое разубоживание (R^{**}) обусловлено природной неравномерностью и технологией оконтуривания неоднородностей	
$R^{**} = \frac{C_k - C}{C_k} = \frac{C_k - C_1}{C_k} \cdot \frac{Q_1}{Q_o} + \frac{C_k - C_2}{C_k} \cdot \frac{Q_2}{Q_o} + \dots + \frac{C_k - C_i}{C_k} \cdot \frac{Q_i}{Q_o} + \dots + \frac{C_k - C_n}{C_k} \cdot \frac{Q_n}{Q_o} \quad (6)$	
C_k - среднее содержание компонента в массе руды, состоящей из всей совокупности кондиционных кусков и порций в отрабатываемом блоке; C_i - среднее содержание i-того типа некондиционных кусков и порций в данном блоке; Q_i - масса руды в i-ом блоке; Q_o - масса руды в отрабатываемом блоке; C - среднее содержание компонента в Q_o.	
Общее разубоживание $R = R^* + R^{**} \quad (7)$	

Рис. 2

Одним из основных критериев эффективности освоения месторождений в настоящее время является прибыль от добычи, переработки руды, получения и реализации конечного продукта, которую можно, в рамках нашего исследования с учетом (3) и рис. 2, представить следующей формулой:

$$П = Q C_k (1 - R^{**}) J (1 - P) (1 - R^*) (Ц - 3) (1 - W), \quad (8)$$

где $П$ – прибыль при отработке участка месторождения; Q – запасы руды, отрабатываемые в единицу времени (месяц, квартал, год и т.п.); J – коэффициент извлечения металла при переработке руды; R^{**} – коэффициент геолого-экономического разубоживания; P – коэффициент потерь; R^* – коэффициент горно-технологического разубоживания; $Ц$ – цена единицы конечного продукта; 3 – совокупные затраты на единицу конечного продукта; W – вероятность нахождения системы в неисправном состоянии (интегральный показатель, учитывающий аварийные ситуации в системе по всем важнейшим причинам).

Модель относительного изменения прибыли в зависимости от изменения факторов, входящих в (8) с учетом (3) с достаточным приближением для рассматриваемой задачи, примем в виде [6,7]:

$$\frac{\Delta\Pi}{\Pi} = \frac{\Delta Q}{Q} + \frac{\Delta C_K}{C_K} - \frac{\Delta R^{**}}{R^{**}} f(R^{**}) + \frac{\Delta J}{J} - \frac{\Delta P}{P} f(P) - \frac{\Delta R^*}{R^*} f(R^*) + \frac{\Delta L}{L} f_u(L) - \frac{\Delta Z}{Z} f_3(L) - \frac{\Delta W}{W} f(W), \quad (9)$$

где $\Delta\Pi/\Pi$ – относительное изменение прибыли; $\Delta X = (X_n - X_o)$ – приращение переменной X , равное разности нового и базового значений X ; $\Delta X/X$ – относительное изменение X ; $f(R^{**}) = R^{**}/(1-R^{**})$, $f(P) = P/(1-P)$, $f(R^*) = R^*/(1-R^*)$, $f_u(L) = 1/(1-L)$, $f_3(L) = L/(1-L)$, $L = Z/L$, $f(W) = W/(1-W)$.

Из (9) видно, что относительное уменьшение коэффициентов разубоживания на $-\Delta R^{**}/R^{**}$ и $-\Delta R^*/R^*$ (при неизменных затратах Z и других факторов) ведет к относительному росту прибыли на величину, равную

$$\frac{\Delta\Pi}{\Pi} = \frac{\Delta R^*}{R^*} \cdot \frac{R^*}{1-R^*} + \frac{\Delta R^{**}}{R^{**}} \cdot \frac{R^{**}}{1-R^{**}}. \quad (10)$$

Заметим, что переменные множители $f(R^*)$ и $f(R^{**})$ при изменении R^* и R^{**} от нуля до 0,95 изменяются от нуля до 19 и особенно быстро возрастают при $R > 0,75$ (рис. 3).

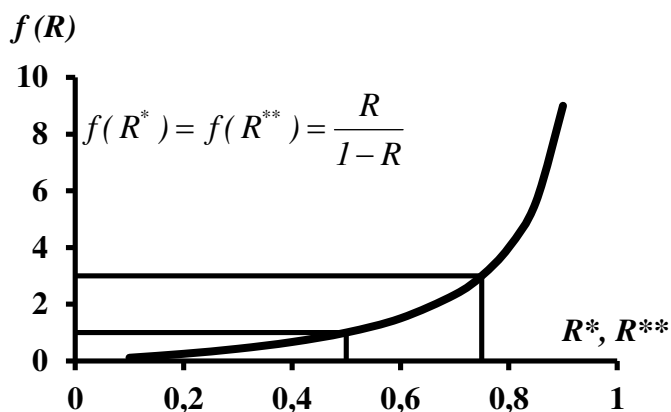


Рис. 3. Характер изменения множителей $f(R^*)$ и $f(R^{**})$ от R^* , R^{**}

При одинаковом характере влияния двух видов разубоживания R^* и R^{**} на изменение прибыли (формула (10) и рис. 3), степень их влияния существенно различна практически на всех месторождениях.

Последнее объясняется следующими двумя причинами:

- Для большинства месторождений разубоживание R^* составляет первые проценты (месторождения алмазов, золота и др. ценных компонентов) и редко превышают 0,5 (50%); геолого-экономическое разубоживание (природное, *in situ*) R^{**} , наоборот, чаще и существенно более 0,5;

- При современных тенденциях развития геотехнологий можно считать, что имеются потенциально эффективные мероприятия в борьбе с общим разубоживанием (R) и при этом будет превалировать неравенство:

$$\left| \frac{\Delta R^{**}}{R^{**}} \right| > \left| \frac{\Delta R^*}{R^*} \right|, \quad (11)$$

т.е. относительное уменьшение общего разубоживания (R) в решающей степени будет достигаться за счет уменьшения геолого-экономического разубоживания (R^{**}).

Тогда и относительный рост прибыли по (10) будет обеспечен (потенциально) в решающей степени за счет уменьшения геолого-экономического разубоживания. Например, при $R^* = 0,10$, $R^{**} = 0,75$ и $\frac{\Delta R^*}{R^*} = -0,3$,

$$\frac{\Delta R^{**}}{R^{**}} = -0,6 \text{ по (10) будем иметь } \frac{\Delta \Pi}{\Pi} = 0,03 + 1,8.$$

Конечно, мероприятия по снижению разубоживания руд, как правило, не только требуют определенных вложений, но и ведут к росту удельных затрат. Согласно (9) относительный рост затрат ведет к относительному уменьшению прибыли

$$\frac{\Delta \Pi}{\Pi} = -\frac{\Delta Z}{Z} f_3(L) = -\frac{\Delta Z}{Z} \cdot \frac{L}{1-L}. \quad (12)$$

Важно, чтобы относительный рост прибыли от уменьшения R по (10) существенно превышал относительное падение прибыли от роста затрат по (12).

Последнее приводит к следующему условию:

$$\frac{\Delta Z}{Z} << \frac{\Delta R}{R} \cdot \frac{R}{1-R} \cdot \frac{1-L}{L} = \frac{\Delta R}{R} f(R, L), \quad (13)$$

т.е. прирост затрат при этом должен быть существенно меньше правой части неравенства (13).

Значение природного разубоживания может достигать 0,8 и даже выше. И именно здесь в последнее десятилетие выявляются большие резервы повышения эффективности новейших технологий. В этом свете проблема и методы борьбы с разубоживанием и потерями руд при добыче, а также методы оценки эффективности профилактических мероприятий становятся более актуальными, приобретая важные новые теоретические и практические аспекты.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Рыков В.В., Штойян Д. Модели и методы стохастической геометрии в геологии // Математические методы и автоматизированные системы в геологии: Обзор / ВНИИ экономики минерального сырья и геологоразведочных работ ВИЭМС. – М., 1987. – 74 с.
2. Сборник нормативно-методических документов по геолого-экономической оценке месторождений полезных ископаемых. – М.: 1998. – 319 с. (Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых Министерства природных ресурсов Российской Федерации).
3. Теоретические основы опробования и оценки запасов месторождений / С.А. Батугин, Е.Д. Черный. – Новосибирск: Наука. Сиб. предприятие РАН, 1998. – 344 с. (С. 140-172).
4. Яковлев М.А., Жуков Н.А., Дронов И.В., Бутаков Г.Т. Выбор систем разработки для месторождений с неравномерным оруденением. – Фрунзе: Изд-во «Илим», 1978. – 115 с.
5. Кожиев Х.Х., Ломоносов Г.Г. Рудничные системы управления качеством минерального сырья. – М.: Изд-во Московского государственного горного университета, 2005. – 292 с.

6. Батугин С.А., Зубков В.П., Новопашин М.Д., Ткач С.М. Минерально-сырьевой комплекс Якутии на пути адаптации к условиям кардинальных перемен // геотехнологические проблемы комплексного освоения недр: Сборник науч. Тр. / ИГД УрО РАН. – Вып. 2 (92). – Екатеринбург, 2004. – С. 71-86.

7. Маликов Е.Ф. Обоснование геотехнологических направлений кратного повышения эффективности подземной разработки месторождений Якутии: Автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. тех. наук. – Якутск., 2003. – 18 с.

© Н.С. Батугина, И.Д. Джемакулова, С.М. Ткач, 2006

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В СИБИРИ

Рассмотрено состояние проблемы и перспективы развития угольной промышленности Сибири, как составляющей топливно-энергетического и экономического потенциала региона.

Сегодня в мире четко прослеживается тенденция возврата к углю как основному и наиболее надежному энергоресурсу на ближайшее будущее. Это естественно, поскольку на долю угля приходится около 85% мировых ресурсов ископаемого топлива, в то время как доля нефти и природного газа не превышает 15%.

Во всех странах мира наблюдается тенденция роста использования угля в целях энергетической безопасности. В структуре добычи углей в мире отмечается преимущественный рост добычи наиболее качественных каменных углей при практической стабилизации объемов добычи бурых углей. В России же картина противоположная: основная часть прироста добычи будет происходить за счет низкокалорийных бурых углей при относительно снижающихся объемах добычи каменных углей.

В мире сейчас добывается около 5 млрд. т угля в год. К 2020 – 2030 годам его добыча прогнозируется на уровне более 7 млрд. т в год.

Почему уголь сегодня имеет общемировое значение? [1]

Уголь – практически неисчерпаемый (более 500 лет), доступный (только в России более 3000 месторождений), высокопотенциальный комплексный по углеводородному и минеральному составу, безопасный и экономичный мировой энергетический и энерготехнологический ресурс, который можно перерабатывать комплексно с получением электроэнергии, тепла и большой гаммы продуктов, включая синтез-газ, метанол и водород (так, компания «Сасол» в ЮАР получает бензин и еще 240 видов продукции из угля).

Уголь – «мост» в будущую энергетику, который сможет обеспечивать человечество энергией десятки лет или столетия, пока не освоены в промышленных масштабах новые виды источников энергии.

Уголь – фактор стабильности мировой экономики, его неисчерпаемые запасы означают умеренные рыночные цены и гарантированное долгосрочное использование.

Уголь в мире сегодня – объект приложения новейших научных исследований и высокотехнологичных разработок, которые делают его конкурентоспособным и экологически безопасным. Глобальные проекты повышения электроэнергетической и термальной эффективности, уменьшения «до нуля» вредных выбросов при комплексной энерготехнологической переработке угля перерастают в геополитический фактор, т.к. они направлены

на преодоление глобальной зависимости стран от нефтяного дефицита и связанной с этим экономической и политической нестабильности.

Уголь – стратегически важный ресурс России, без эффективного и масштабного использования которого невозможно обеспечить достижение стратегических целей и выполнение задач долгосрочной энергетической политики государства, предусмотренных Энергетической стратегией России на период до 2020 г.

Однако в России наблюдается устойчивое снижение доли угля в топливно-энергетическом балансе. Это связано с неконкурентоспособностью угля по сравнению с природным газом, в том числе из-за ценовой диспропорции между ними. Сегодня природный газ в пересчете на условное топливо в 1,5 – 2,5 раза дешевле угля, что обусловлено высокими тарифами на железнодорожный транспорт угля, большими издержками добычи при относительно низкой производительности труда в отрасли и значительном износе основных фондов. При этом угледобывающие компании практически исчерпали лимит повышения цен. Дальнейшее повышение цен на уголь возможно только вслед за зарубежными европейскими и азиатскими угольными рынками.

В настоящее время в России происходит переосмысление роли и места угля в обеспечении энергетической и экономической безопасности государства [2]. Большие запасы угля являются стабилизирующим фактором защиты от возникновения возможных энергетических кризисов.

В 2005 г. было проанализировано современное состояние угольной промышленности Сибири после реструктуризации, перемены собственников, трансформации производственных структур, ввода новых предприятий и восстановления с модернизацией ряда шахт, закрытых в период реструктуризации. Установлено, что с 1994 по 2004 гг. количество шахт и разрезов сократилось с 394 до 216, нагрузка на очистной забой выросла с 513 до 1400 т\сут, производительность труда выросла с 63,7 до 138 т\мес, численность занятого в отрасли персонала уменьшилась с 819 до 295 тыс. чел., государственные дотации прекращены полностью с 2002 г. Добыча угля с 262 млн. т через падение в середине 90-х годов до 250 выросла до 283 млн. т. Экспорт угля вырос с 12 -14 до более 70 млн. т [3].

Негативными последствиями реструктуризации явились: оставление в недрах больших запасов угля на ряде закрытых шахт; потеря некоторых весьма ценных марок коксующихся углей; сокращение эффективных систем разработки и технологий для сложных горно-геологических условий; развал отраслевой науки, почти полная ликвидация цепочки «фундаментальные и поисковые исследования – НИР – ОКР – внедрение»; строительство большого количества мелких шахт и, особенно, разрезов; экологические нарушения земной поверхности, гидрогеологии; закрытие ряда технологически прогрессивных проектов – водоугольного топлива, гидродобычи, подземной газификации угля; сокращение угольного машиностроения и вытеснение отечественной техники импортной; разлаженность системы подготовки кадров; продолжение и усиление техногенных катастроф.

Огромные запасы углей в России и анализ складывающейся конъюнктуры ископаемых видов топлива на мировых энергетических рынках и рынках нашей страны позволяют говорить о том, что в перспективе целесообразно более широкое вовлечение в топливно-энергетический баланс России угля, особенно на тепловых электростанциях.

В решении этой задачи ключевую роль могут сыграть угольные ресурсы Сибири. Уголь Сибири играет ведущую роль в углеснабжении потребителей России и его поставках на экспорт. В Сибири в 2005 г. добыто 241,2 млн.т угля или 80% добычи угля в стране (табл. 1).

Таблица 1. Добыча угля в России и в Сибири, млн. т/год

Регионы /Уголь	Годы					
	1995	2000	2002	2003	2004	2005
Россия	262,8	258,4	269,5	256,0	283,0	299,9
Сибирь*	164,5 (63%)	192,8 (75%)	194 (72%)	222,2 (87%)	219,2 (78%)	241,2 (80%)
в том числе:						
кузнецкий	92,9	113,6	127,4	143,5	154,6	166,3
канско-ачинский	30,6	40,1	32,8	37,9	32,8	36,5

* В скобках - доля Сибири в общероссийской добыче угля

Прирост потребления угля в Сибирском Федеральном округе предполагается обеспечить собственными углями: кузнецкими, канско-ачинскими и углями Восточной Сибири.

В Сибири сосредоточено 57% прогнозных ресурсов угля России и 79% разведанных балансовых запасов (табл. 2).

Таблица 2. Соотношение разведанных запасов и прогнозных ресурсов угля

Регионы	Прогнозные ресурсы, млрд. т	Разведанные балансовые запасы (категории А+В+С1), млрд. т	Отношение запасов к ресурсам, %
Россия, всего	3928 (100%)	194,1 (100%)	4,5
Сибирь	2258 (57%)	154,3 (79%)	6,8

Обеспеченность запасами угля в Сибири при современном уровне его потребления составляет более 700 лет. Имеющиеся ресурсы угля позволяют обеспечить добычу угля в Сибири до 2 млн. т ежегодно.

Прогнозирование развития угольной промышленности Сибири представляет сложную задачу. Это связано с тем, что уголь в настоящее время и в перспективе до 2030 г. будет замыкающим топливом в энергетическом балансе России. На развитие отрасли в этот период будут влиять множество факторов. Наряду с общеэкономическим развитием, определяющим потребность в энергоносителях, большую неопределенность в развитие угольной промышленности привносят: объемы экспорта и импорта угля, масштабы

развития конкурирующих отраслей – атомной и газовой промышленности, темпы развития технического прогресса в использовании угля, цены на энергоресурсы, экологические ограничения на использование угля и др.

Прогнозные объемы использования энергоносителей находятся в тесной взаимосвязи с темпами роста энергопотребления, ВВП и прогнозируемым уровнем энергосбережения и энергоэффективности. При принимаемых в сценариях топливно-энергетического баланса темпах роста объемов энергопотребления от 2 до 3,5 % в год и при ежегодном снижении энергоемкости экономики в диапазоне от 0 до 3,5 % общее количество потребляемых энергоносителей в 2020 г. может колебаться до двух раз. Т.е. потребное количество угля тесно привязано к техническому прогрессу и состоянию других отраслей экономики страны.

Вариант удвоения ВВП к 2013 г. относится к разряду оптимистичных и потребует увеличения энергопотребления еще на 5-10%.

Прогнозные сценарии изменения топливно-энергетического баланса Сибири показывают, что уголь будет преобладать в период до 2020 г. Прогноз добычи угля в Сибири в целом на период до 2020 г. может быть сведен к следующему:

- Согласно «оптимистическому» варианту в 2010 г. ожидается добыча 260-280 млн. т, в 2020 – до 500 млн. т угля;
- «Умеренный» вариант развития отрасли предполагает добычу в 2010 г. 260-280 млн. т, в 2020 – 370 млн. т угля.

В институтах СО РАН традиционно выполнялись работы по прогнозированию развития угольной промышленности и имеются соответствующие методические наработки [4], создана база данных и программный комплекс, предназначенные для исследования развития отрасли [5].

С помощью этого инструментария и принятой гипотезы роста экономики и энергопотребления (табл. 3) выполнен прогноз развития энергетики России на период до 2030 г., который включает прогноз потребления (табл. 4) и производства (табл. 5) первичных энергоресурсов.

Таблица 3. Прогноз развития экономики и энергопотребления в России

Показатели	Годы			
	2000	2010	2020	2030
ВВП*, млрд. долл.	982	1700	3275	4850
Темпы роста ВВП относительно 2000 г, %	100	173	334	494
Среднегодовые темпы прироста ВВП, %		5,7	6,8	4,0
Население, млн. чел.	145	140	138	133
ВВП на душу населения, тыс. долл./чел.	6,8	12	24	36
Внутреннее потребление ПЭР, млн. т у.т./1000 долл.	870	1060	1250	1405
Среднегодовые темпы прироста ПЭР, %		2,0	1,7	1,2
Энергоемкость ВВП, т у.т./ 1000 долл.	0,88	0,62	0,38	0,29
Среднегодовые темпы снижения энергоемкости, %		-3,4	-4,8	-2,7
Электропотребление, ТВт.ч	864	1035	1300	1600

Таблица 4. Прогноз потребления первичных энергоресурсов в России, млн. т у.т.

Энергоресурсы	Годы				
	2000	2005	2010	2020	2030
ВСЕГО	868	960	1052	1250	1405
в том числе:					
Природный газ	455	495	534	593	622
Нефть	173	191	209	264	283
Уголь	159	172	185	220	266
Гидроэнергия	20	21	22	26	28
Атомная энергия	49	66	83	118	166
Возобновляемые энергоресурсы	1	4	7	20	30
Прочие	11	12	13	10	10

Таблица 5. Прогноз производства первичных энергоресурсов в России и Сибири

Энергоресурсы / Регион	Годы				
	2000	2004	2010	2020	2030
ВСЕГО	1380	1620	1785	1995	2110
в том числе: Сибирь	1070	1280	1390	1425	1450
из них:					
- добыча нефти, млн. т	323,6	459	495	515	455
в том числе: Западная Сибирь	323,6	459	495	515	455
Восточная Сибирь	220	327	355	330	295
- добыча природного газа, млрд. м ³	584	634	665	740	810
в том числе: Западная Сибирь	529	578	575	565	575
Восточная Сибирь	4	4	30	50	60
- добыча угля, млн. т	258	283	336	418	487
в том числе: Западная Сибирь	115	158	172	180	210
Восточная Сибирь	80,6	67	90	140	170
- гидроэнергия, млрд. кВт.ч.	165	177	190	200	230
в том числе: Западная Сибирь	93	98	110	117	125
- атомная энергия	129	143	185	300	430

При этом для угля предполагается незначительный рост его экспорта по сравнению с 2005 г. и постепенное сокращение импорта экибастузских углей (табл. 6).

Таблица 6. Баланс угля в России, млн. т у.т.

Показатели	Годы				
	2000	2004	2010	2020	2030
Ресурсы	171	184	225	273	332
Импорт	14	14	12	9	-
Ресурсы к распределению	185	198	237	282	332
Экспорт	26	49	52	62	66
Внутреннее потребление	159	149	185	220	266

Для этих условий и прогнозируемых цен самофинансирования (табл. 7) по критерию минимума затрат у потребителей определены темпы и масштабы развития угледобычи в России (табл. 8) и Сибири (табл. 9).

Таблица 7. Прогноз динамики цен самофинансирования на региональных рынках России долл./т у.т.*

Регионы, виды топлива	Годы		
	2010	2020	2030
Европейский рынок:			
западносибирский газ	40-50	49-58	58-66
уголь: кузнецкий	34-40	38-43	42-50
канско-ачинский	31-39	40-47	50-56
Сибирский рынок:			
западносибирский газ	27-30	35-40	40-45
восточно-сибирский газ	27-32	30-50	30-50
уголь: кузнецкий	20-25	28-35	30-40
канско-ачинский	15-20	26-32	35-40

* расчеты авторов - без учета инфляции (в долларах 2000 г.)

Таблица 8. Прогноз добычи угля в России, млн. т

Уголь	Годы		
	2010	2020	2030
Россия, всего	336	418	487
в том числе:			
- Европейские регионы	36	42	45
из них:			
печорский	21.5	31	35
подмосковный	0.6	0.5	-
донецкий	9	8	8
уральские месторождения	4.4	2.4	2
- Азиатские регионы	300	376	442
в том числе:			
Западная Сибирь	172	180	210
из них:			
кузнецкий	170	180	210
Восточная Сибирь	90	140	170
из них:			
канско-ачинский	40	75	100
восточносибирский	50	65	70
Дальний Восток	38	56	62

Таблица 9. Прогноз добычи углей Сибири, млн. т

Уголь	Годы		
	2010	2020	2030
Всего	260	320	380
в том числе:			
- кузнецкий	170	180	210
- канско-ачинский	40	75	100
- азейский	9	10	10
- тугнуйский	6	9	9
- читинский	12	12	14
- элегестский	4	12	12
- прочие	19	22	25

Для рассматриваемого сценария развития экономики и энергетики России необходимо увеличить добычу угля в Сибири с 241 млн.т. в 2005 г. до 380 млн. т в 2030 г.

Развитие угледобычи в Сибири предполагается в основном за счет развития угледобычи в Канско-Ачинском и Кузнецком бассейнах, освоения Никольского месторождения в Республике Бурятия, Элегестского месторождения в Республике Тыва, перспективных угольных месторождений в Иркутской области и Республике Хакасия.

Продукт угледобычи – сырой или даже обогащенный не в полном объеме уголь – при несовершенных, в большинстве случаев, способах его сжигания и переработки характеризуется неполным и не комплексным использованием; представляет неприемлемую по международным стандартам и, тем более в будущем, геоэкологическую опасность.

Поэтому необходимо обеспечить современный научно-технический и технологический уровни всех стадий разведки, добычи, переработки и использования угля. Только в этом случае уголь может заменить выбывающие источники других углеводородов и стать полноценной основой «угольной парадигмы» экономики[7,8].

В условиях возрастающей потребности в сырье для химической, металлургической и других отраслей промышленности все более актуальным становится комплексное использование угля с получением из него как тепловой энергии, так и ценных химических продуктов. Такая переработка позволит существенно расширить рынок сбыта продукции угледобывающей промышленности, улучшить экологическую обстановку, повысить доход от экспорта.

Метод комплексного использования угля путем комбинирования технологических процессов с энергетическими получил название энерготехнологической переработки угля. Наиболее отработанным здесь является путь газификации угля с получением синтез-газа и далее синтетического жидкого топлива. Процессы переработки угля – сжигание, коксование, газификация, гидрогенизация, экстрагирование и т.д. дают массу продуктов. Это давно и эффективно работающая мировая отрасль

промышленности, переживающая второе рождение на новой научной основе. Получение синтетического бензина и жидкого топлива из угля ранее ставилось первостепенной и даже единственной целью. Однако, сейчас упор делается на комплексность переработки.

Исторически уголь добывался как твердое топливо и сырье. По мере развития технологий метан угольных пластов и шахт становится самостоятельным или сопутствующим полезным ископаемым, а угольные месторождения – угольно-газовыми или газо-угольными.

Достигнутые в мире в этой области результаты говорят о начале кардинальных изменений в технологии традиционной угледобычи на газообильных угольных шахтах.

Возможные способы добычи метана из угольных месторождений и шахт:

- Добыча свободного метана из мелких залежей, газовых куполов (не связанная с горными работами);
- Опережающая добыча и дегазация угольных пластов на разрабатываемых шахтных полях;
- Дегазация из горных выработок;
- Извлечение метана из вентиляционной струи шахт (низкоконцентрированная, но несущая большой объем метана смесь);
- Извлечение метана из выработанных пространств (в т.ч. закрытых шахт).

Специфика извлечения низконапорного рассеянного метана из угольных пластов и шахт также требует специфических научных исследований по залеганию и газоотдаче газоносных пластов, методам воздействия на массив для активации и управления процессами, технике направленного бурения, химико-технологической очистке, подготовке и конверсии извлекаемого газа.

Геохимия редких и редкоземельных элементов в углях позволила обнаружить месторождения с высокими уровнями накопления урана, германия, платины, РЗ, тантала, ниобия, скандия, вольфрама, циркония, гафния, золота, серебра и других металлов.

Уголь и угольные золы могут обеспечивать до половины ежегодных потребностей в большинстве редких и редкоземельных элементов.

Рентабельность переработки будет зависеть от технологии и комплексности извлечения металлов из угля, а также от наличия, отсутствия или уровня запасов и добычи металлов из оригинальных месторождений и цен импорта и экспорта.

Особое значение, возможно, приобретет извлечение из угля урана в связи с катастрофическим истощением его природных месторождений.

Геохимический состав углей оказывает существенное влияние на ценность продукции, на экологию и здоровье населения. Элементы-примеси могут либо повышать стоимость добываемого угля за счет неучитываемой сейчас металлоносности, либо понижать ее за счет токсичности содержащихся в угле токсичных металлов. Рано или поздно эти вопросы придется решать конкретно

на каждом угледобывающем предприятии, при определении качества поставляемого угля, при экспорте.

Основные приоритеты, масштабы и пропорции развития угольной промышленности России на период 2020 г. определены Энергетической стратегией. Однако этот документ не позволяет принимать окончательные решения по развитию отрасли в регионах, так как требуется детализация и конкретизация решений, в частности, более детальный учет территориального фактора, а также технологических и геоэкологических ограничений на использование угля.

Уже в 2004 г., в Кузбассе достигнута добыча (и сбыт), превышающие планы Стратегии даже за пределами 2010 г. Региональная детализация Стратегии, анализ возможностей и намерений угледобывающих регионов и компаний показывают, что возможный объем добычи угля в Сибири (а это более 80% от российской) в 1,5-2 раза превышает заложенные в Стратегии планы. Регионы Сибири и Дальнего Востока (2/3 территории страны) используют преимущественно уголь, большей частью, добытый в этих же регионах. Обеспечение топливом и сырьем двукратного (и более) роста ВВП России под силу действующим угольным предприятиям Сибири. Они могут также принять на себя демпфирование недостатка нефти и газа, в частности, вследствие интенсивного экспорта последних; увеличить добычу угля для коксования; значительно увеличить экспорт угля; осуществить развертывание добычи метана угольных пластов и шахт. Энергетическая стратегия не планирует использование угля для глубокой переработки.

Помимо традиционных каменных и бурых углей, в Сибири имеются большие запасы сапропелитовых углей и углистых сланцев.

Проблема исследования сапропелитов поднимается рядом институтов СО РАН (интеграционный проект №100, 2003-2005 гг.) в связи с важностью поисков новых крупномасштабных источников и технологий получения синтетических углеводородов при глубокой переработке ископаемых углей, в частности, для производства из углей синтетического топлива, актуальность которого в мире нарастает из-за интенсивной выработки доступных запасов природной нефти. Сапропелиты могут оказаться более пригодными для эффективной химической переработки, чем другие разновидности угля.

Характерная особенность сапропелитов – высокое до 8-12% содержание водорода, высокий выход летучих веществ 50-60-90 %. По физическим свойствам, минеральному составу – это угли, по генезису они близки нефти.

В 30-х годах прошлого века в Кузбассе была заложена первая шахта по добыче сапропелита и вступил в строй углеперегонный завод. Несмотря на первые обнадеживающие результаты, технологические трудности не были преодолены. До начала Великой Отечественной войны не прекращались попытки получения жидкого топлива из угля (гидрогенизация угля, гидрирование пасты и смолы полукоксования, использование смеси каменного угля и сапропелита. Закупка патента в Германии, поставки оборудования немецких заводов ИЖТ в 1946г. и т.д.).

Разновидностями сапропелитов являются барзасситы, богхеды, кеннели. При полукоксовании сапропелитов состав исходной смолы представляет собой смесь углеводородов различного строения, большинство из которых входит в состав моторных топлив. Использование сапропелитов как альтернативного сырья для получения компонентов экологически чистых моторных и реактивных топлив является весьма перспективным. Учитывая доступность месторождений сапропелитов и большие их ресурсы, можно прогнозировать, что на фоне высоких цен на нефть, получаемая из сапропелитов продукция, будет рентабельной уже в ближайшем будущем.

В некоторых условиях сапропелиты обеспечивают выход первичной смолы до 3-5 раз больше, чем из бурых и каменных углей. Сопоставимый выход смол дают прибалтийские сланцы, которые достаточно эффективно перерабатываются методом полукоксования. Но по сравнению со сланцами сапропелиты отличаются существенно более низкой зольностью.

Сапропелиты, так же как и родственные им донные озерные отложения и бурые угли, содержат комплекс биологически активных веществ. Основной биологически активный компонент – гуминовые кислоты. Препараты на основе гуминосодержащего сырья широко используются в различных отраслях.

Увеличение доли угля в топливно-энергетическом балансе страны необходимо для надежного обеспечения энергетики, промышленности и коммунального хозяйства достаточным ресурсом топлива, компенсации ожидаемого дефицита нефти и газа в связи с постепенным истощением богатых месторождений Западной Сибири, а также для высвобождения нефти и газа для выполнения внешних обязательств. Недостаточная в настоящее время конкурентоспособность угля по сравнению с нефтью и газом должна быть поднята за счет повышения эффективности добычи угля, безопасности, экологической чистоты и глубокой его переработки. Для этого необходима интенсификация перехода угольной промышленности к инновационным технологиям, которые могли бы обеспечить эффективную и безопасную добычу угля, эффективное и экологически чистое транспортирование, сжигание на тепловых электростанциях, глубокую переработку и получение новых видов продукции из угля. В некоторых районах Сибири необходимо освоение новых месторождений, добыча новых разновидностей углей.

К участию в решении названных проблем в интересах угольной промышленности и развития экономики Сибири необходимо привлечь научные и образовательные структуры Сибири, крупные предприятия горного, энергетического и химического машиностроения, используя возможности и формы, которые в настоящее время создаются в Сибири в ходе осуществления государственной политики развития инновационной деятельности.

На настоящем этапе необходимо обеспечить создание широкого комплексного научно – технического и научно – технологического заделов для угольной промышленности, вписывая исследования и разработки в государственную научно – инновационную политику, ее структуру и создаваемые новые научно – инновационные формы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Milton Catelin. Coal – supply and demand by 2030. World Coal Institute, 2005.
2. Конторович А.Э., Кулешов В.В., Грицко Г.И. и др. Стратегия развития угольной промышленности России в первые десятилетия XXI века – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2003.
3. Кочетков В.Н., Рожков А.А. Социально-экономические последствия реструктуризации угольной отрасли России – М.: Изд-во ФГУП ЦНИЭИУголь, 2003, 480 с.
4. Санеев Б.Г., Соколов А.Д., Агафонов Г.В. и др. Методы и модели разработки региональных энергетических программ – Новосибирск: Наука, 2003. – 140 с.
5. Агафонов Г.В., Соколов А.Д., Такайшвили Л.Н. Модели и методы прогнозирования развития угольной промышленности // Системные исследования в энергетике / Под ред. Н.И. Воропая – Новосибирск: Наука, Сибирская издательская фирма РАН, 2000.
6. Грицко Г.И. Выступление. Проблемы развития российской энергетики. Материалы научной сессии президиума Сибирского отделения РАН – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2005, 226 с.
7. Грицко Г.И. Нетрадиционные энерготехнологические ресурсы угольных месторождений Сибири. Материалы научной сессии Общего собрания СО РАН – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2005.

© Г.И. Грицко, Б.Г. Санеев, А.Д. Соколов, 2006

УДК 622.271.4:518.5

И.В. Назаров, Е.В. Тетенев

ЮНИИ ИТ, Ханты-Мансийск

ОПЫТ АДАПТАЦИИ ПРОГРАММЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПЕРЕВАЛКИ ВСКРЫШИ ДРАГЛАЙНАМИ ДЛЯ УСЛОВИЙ ДЕЙСТВУЮЩИХ УГОЛЬНЫХ КАРЬЕРОВ

Большинство современных угольных карьеров Кузбасса отрабатывают пласты пологого, наклонного или крутого падения, применяя преимущественно комбинированные системы разработки. При этом - если существует возможность включения в систему бестранспортной технологии перевалки вскрыши драглайнами (ТПД), то она обязательно применяется. Основная особенность современных ТПД – преимущественно многоходовые, с возможностью изменения параметров и конструкции схемы ведения работ при перемещении уступа (по падению или по простиранию). Это предопределяет сложность планирования ТПД и, следовательно, потребность в автоматизации этого процесса.

Актуальность настоящего исследования определяли две предпосылки. Во-первых, в ОАО «Угольная компания «Южный Кузбасс» уже эксплуатируется «компьютерный инструментальный комплекс для технологической подготовки открытых горных работ» [1]. В нем, на основании обработки материалов

аэрофотосъемки, геологического опробования и наземных маркшейдерских измерений, поддерживаются пространственные модели карьеров, рассчитываются объемы и т.д. Во-вторых, некоторое время назад авторы разработали программный комплекс, предназначенный для проектирования ТПД. Его отличие от зарубежных аналогов - наличие оптимизационных алгоритмов, позволяющих формировать многоходовые схемы ведения горных работ (range and balance diagrams) в автоматическом режиме [2]. Моделирование производится на поперечных сечениях при заданных (в числовом виде) параметрах системы разработки – высота уступов и отвальных ярусов, мощность пласта и междупластья, различные углы наклона и т.д. - чего было достаточно для задач проектирования.

Цель исследования состояла в создании программного инструментария, способного, на основании информации о текущем (предполагаемом) пространственном положении элементов системы разработки действующих карьеров, формировать оптимальные (по ряду критериев) или типовые (с учетом имеющегося опыта) технологические схемы перевалки вскрыши драглайнами. Цель настоящего доклада - обобщение результатов, полученных на первом этапе разработки данного программного комплекса.

Был принят следующий порядок – оставляя (по возможности) без изменения математический аппарат моделирования ТПД на поперечных сечениях, дополнить его недостающими частями, осуществляющими предварительный ввод и подготовку информации, а также её последующий анализ (на сечениях и плане). Основные решения по реализации:

- Использование собственной трехмерной модели (3D ГИС) для импорта, визуализации и анализа данных, получаемых из пространственных моделей рабочей зоны (фрагментов имеющихся в компании пространственных моделей карьеров);
- Осуществление промежуточной процедуры технологической привязки полученных из 3D ГИС линий на отдельных поперечных сечениях;
- Сочетание оптимизации с диалогом при принятии решений в плане, используя результаты моделирования ТПД на сечениях.

Встроенная 3D ГИС является полнофункциональной системой представления технологических поверхностей, включающей все необходимые средства символизации, подписывания, управления видимостью, масштабирования, рендеринга, получения справки и т.д. От стандартных систем её отличают следующие особенности:

- Группирование слоев (точек, линий, полигонов) в поверхности (дневная, почва, кровля пласта и т.д.);
- Импорт слоев, составляющих поверхности, из файлов нестандартного формата с сопутствующей топологической верификацией (обработка пересечений исходных разновысотных линий, выявление и сглаживание пиков) и триангуляцией;

- Использование двух способов представления поверхностей – двумерного (карта) и трехмерного (3D);
- Возможность одновременной работы с несколькими сетками – координатными и профильными;
- Использование специального алгоритма рендеринга, приспособленного для ускоренной перерисовки сложно построенных поверхностей с большим количеством треугольников и разрывных линий;
- Встроенные инструменты анализа поверхностей, построения сечений по группе поверхностей, ввода и выбора линий и полигонов;
- СОМ интерфейс для осуществления управления функциями 3D ГИС из моделирующих подпрограмм.

Предполагается использование программного комплекса при текущем и перспективном планировании. Это предопределило необходимость выделения ряда элементов системы разработки в качестве исходных для моделирования:

- Заходка (взрывной блок) по массиву;
- Ход по существующему развалу (на сброс, на свободную поверхность, под завалом);
- Ход по отвальному ярусу (для разрядки или строительства трассы).

Технологическая привязка необходима, так как получаемые в процессе сечения поверхностей 3D ГИС линии выражают только пространственное положение некоторой поверхности в месте сечения. На этих линиях нужно предварительно оконтурить элементы системы разработки – в диалоговом режиме – в плане и на сечении. Взрывной блок на массиве может быть задан либо в плане - полигоном границ (последний ряд скважин – верхняя бровка уступа), либо на сечении - шириной заходки и расстоянием между нижней бровкой уступа и положением первого ряда скважин. При работе на свите пластов, кроме того, необходимо указать пласт, кровля которого будет являться нижней границей блока. Для отвального яруса в плане может быть указана линия нижней бровки заходки. Для всех видов исходных элементов в плане может быть задана (переопределена по результатам расчета) линия хода экскаватора. Кроме того, необходимо указать граничных сечений блока, так как объемы породы, находящиеся за ними, считаются торцевыми и моделируются специальным образом.

У всех видов исходных элементов в качестве основной информации для привязки используется дневная поверхность (чаще всего, аэрофотосъемка, хотя источников поступления информации может быть несколько). Также в расчет принимаются поверхности кровли и почвы пластов. Кроме того, желательно знать положения целика (поверхности под отвалом), но, чаще всего, в качестве целика рассматривается почва нижнего пласта свиты. При моделировании развала необходимо дополнительно вводить положение дневной поверхности до взрыва. В процессе привязки сечения задаются опорные точки:

- Границы расчетной области – на рабочей и отвальной стороне – что позволяет существенно уменьшить масштаб модели;
- Нулевая точка – чаще всего, пересечение рабочего борта с почвой нижнего пласта – как основа для проведения результирующего угла отвала и иных геометрических построений;
- Точка примыкания навала к массиву, т.е. нижняя бровка отвала для работы на взрывном блоке и отвале, и верхняя бровка развала для работы по взорванной вскрыше;
- И, для работы по взорванной вскрыше - точка примыкания развала к отвалу (целику).

Кроме того, существует возможность отметки так называемых «насыпей» - навалов породы, в реальности лежащих поверх некоторых технологических поверхностей, и снятых аэрофотосъемкой дневной поверхности. Учет их влияния позволяет более точно оконтурить элементы системы разработки.

После определения опорных точек выполняется привязка элементов системы разработки на выделенных линиях (полигонах) и определяется порядок моделирования. Наиболее сложный алгоритм разработан для привязки развала, так как там возможны различные варианты взаимодействия четырех линий – кровли пласта, целика и положений дневной поверхности до и после взрыва.

Сам процесс моделирования может быть осуществлен в двух режимах:

- Диалог – с пошаговым указанием порядка ведения работ, количества ходов и использованием «мыши» для ввода координат характерных точек технологической схемы;
- Автомат – задание логики построения схемы с последующим её алгоритмическим формированием (по критериям минимума числа ходов и максимума скорости подвигания на каждом ходе). При этом реализован поиск оптимального положения драглайна на полных (прямоугольник, ограниченный параметрами драглайна) и вырожденных областях – с фиксацией по вертикали, горизонтали или в точке [3].

Возможны следующие разновидности логики построения многоходовых схем [2]: последовательная выемка забоя с нескольких мест установки драглайна (разделение) - с фиксацией уровня установки экскаватора (рис. 1 а), с возможностью разно-уровневой установки экскаваторов (рис. 1 б); предварительное освобождение дополнительной емкости, достаточной для укладки породы из заданного забоя (переэкскавация) - без пересечения контуров забоев (рис. 2 а), с допущением пересечения контуров забоев (рис. 2 б).

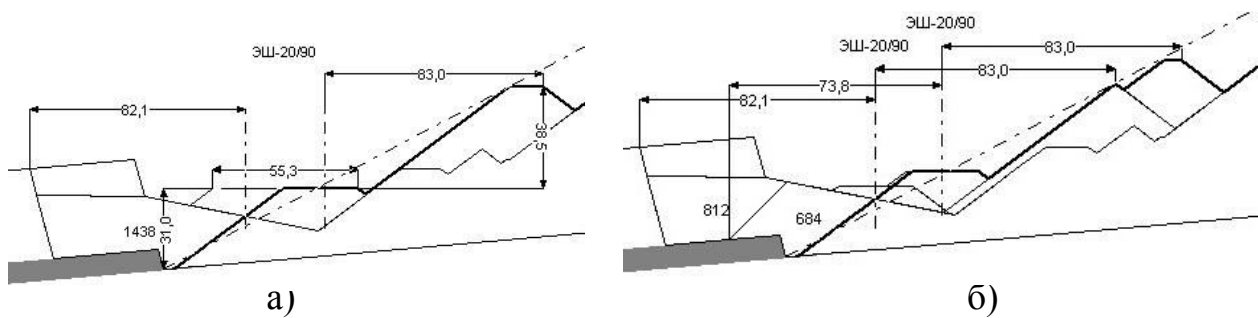


Рис. 1. Схемы с разделением забоя

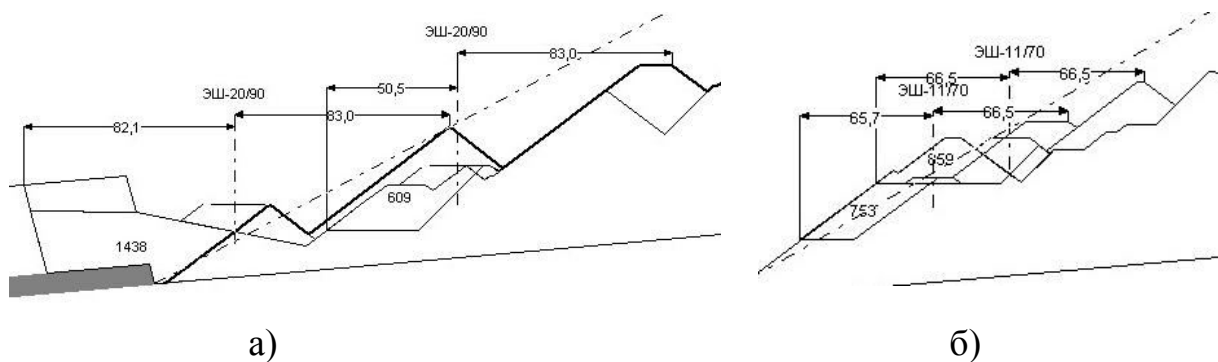


Рис. 2. Схемы с перезакавкой

Кроме того, в обоих режимах допускается перемещение части объемов вдоль заходки – посредством вычитания (прибавления) необходимых площадей на соседних сечениях.

Выводы:

1. Результатом первого этапа проекта является возможность получения оптимальных (при автоматическом режиме) или эффективных (в диалоговом режиме) технологических схем перевалки вскрыши драглайнами на отдельных поперечных сечениях реально существующих (снятых) поверхностей. Кроме того, для каждого сечения рассчитываются результирующие показатели - площади выемки и укладки, коэффициент перезакавки и сброса, скорости подвигания и т.д.

2. В процессе работы над проектом выявлен ряд особенностей, которые потребовали проведения следующего этапа исследований. В частности, это наклонное (не перпендикулярное) положение линий сечений («жестких» маркшейдерских профилей) относительно линий бровок заходок, что приводит к искажению положения откосов, что, в свою очередь, ведет к ошибкам в расчете площадей. Кроме того, выявлены недостатки в совместной визуализации нескольких поверхностей на 3D виде (например, исходной, результирующей, плюс линии ходов драглайна). А также, необходимо создать более адекватный алгоритм вычисления результирующих объемов перевалки (с учетом насыпей неизвестного

происхождения, продольного перемещения породы, торцов и т.д.), основанный на сеточной (grid) модели представления поверхностей.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Давыдов М.О., Свиньин Г.Е., Остапенко Н.В. Компьютерный инструментальный комплекс для технологической подготовки открытых горных работ // Уголь, № 1, 1997, с. 60.
2. Назаров И.В. Оптимизационные задачи при формировании сложных схем перевалки вскрыши драглайнами // Проблемы ускорения научно-технического прогресса в отраслях горного производства. М.: ННЦ ГП ИГД им.Скочинского, 2003, с. 219-225.
3. Назаров И.В. Дискретный алгоритм определения оптимального положения драглайна при перевалке вскрышных пород // Горный информационно-аналитический бюллетень, № 2, 2003, с. 174-176.

© И.В. Назаров, Е.В. Тетенев, 2006

ИССЛЕДОВАНИЕ ДЕФОРМАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ ГОРНОГО МАССИВА ТАШТАГОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ GPS- ТЕХНОЛОГИЙ В ПЕРИОДЫ ПРОИЗВОДСТВА МАССОВЫХ ВЗРЫВОВ

В последние годы для изучения геодинамических процессов в районах промышленной застройки широко используются методы спутниковой геодезии. Как правило, влияние природных факторов на состояние сооружений связано с наличием в горных массивах крупных тектонических разломов, зон дробления, зон ослабленных и обводнённых пород, наличие которых устанавливается методами геодинамического районирования. В теории катастроф утверждается, что в районе крупных тектонических разломов имеют место периодические движения земной коры, которые проявляются в виде микроколебаний и трендовых смещений, приводящих к тиксотропному разжижению пород, потере устойчивости оснований, росту нагрузок и развитию процессов разрушения в них. Методы спутниковой геодезии, разработанные первоначально для развития съёмочного обоснования, съёмки ситуации и рельефа, усовершенствованы в настоящее время и для решения этих задач.

Для оценки влияния массовых взрывов и геодинамических движений на процессы сдвигания земной поверхности и давления пород в шахте в периоды производства массовых взрывов на Таштагольском месторождении проведены комплексные наблюдения на земной поверхности и в горных выработках.

В районе подрабатываемых сооружений действующей промплощадки в периоды производства массовых взрывов и в процессе очистной выемки проведены наблюдения спутниковой геодезической системой Trimble, определен характер деформаций и периодичность сдвижений горных пород, выполнена оценка их влияния на деформирование объектов. Для проведения съёмки на базе действующей наблюдательной станции за сдвижением земной поверхности месторождения (что позволило выбрать характерные точки наблюдений и надежные реперы) был запроектирован специальный полигон GPS-наблюдений, база которого с неподвижным приемником располагалась за зоной влияния горных разработок, а измеряемые пункты охватывали основные охраняемые и подрабатываемые объекты в лежащем боку и северном торце Восточного участка месторождения: стволы «Северный», «Ново-Капитальный», «Южный» и сооружения их надшахтных комплексов, административно-бытовой комбинат (АБК) шахты, реку «Кондома». Выполнено три серии наблюдений: до и после массового взрыва II слоя разрезного блока 17 в этаже (–350) – (–280) м, проведенного 26.06.05 г., и до взрыва блока 30 в этаже (–280) – (–210) м, расположенного в предохранительном целике под ствол «Южный», взрыв которого произведен 2.10.05 г.

В результате спутниковых наблюдений методом быстро-статической съемки сеансами по 25 – 30 минут определено положение 13 реперов полигона, произведено вычисление базовых линий и уравнивание сети наблюдений, в результате чего получены координаты X , Y , Z и вычислены превышения и расстояния между измеренными направлениями. В результате предварительного планирования съемки, рекогносцировки пунктов на местности в соответствии с требованиями к проведению наблюдений методами спутниковой геодезии и построению сети наблюдений, а также необходимой продолжительности сеансов наблюдений достигнута высокая точность определения координат реперов. Ошибка определения планового положения реперов после уравнивания не превышает 2 мм, высотного положения – 3 мм.

По полученным координатам реперов вычислены горизонтальные и вертикальные сдвиги реперов (приращения координат) по направлениям координатных осей за период взрыва II слоя 17 блока (14.06. – 28.06.05 г.) и за период очистной добычи перед массовым взрывом блока 30 (28.06. – 25.09.05 г.), по которым построены вектора сдвижений (рис. 1, 2). Установлен сложный характер процессов сдвижения пород в районе сооружений промплощадки и реки «Кондома». За период массового взрыва II слоя 17 блока отмечены прямые сдвиги в центральной части отрабатываемого Восточного участка, где и был произведен взрыв, и обратные сдвиги в торцах участка: в южном торце в районе Южного ствола и в северном торце в районе реки «Кондома» (рис. 1). В вертикальной плоскости зафиксированы поднятия самых удаленных реперов в центральной части и в районе Южного ствола. Максимальные сдвиги зафиксированы в районе ствола Ново-Капитального, где оседание составило 29 мм, а вектор горизонтальных сдвижений – 18 мм. Направление составляющих и результирующих векторов сдвижений показывает, что в результате взрыва наибольшему сдвигу были подвержены породы лежащего бока Восточного участка, где расположены основные сооружения действующей промплощадки. Установленные в результате GPS-наблюдений все три составляющие процесса сдвижения в направлениях X , Y , Z позволили выявить преобладающее направление сдвижений в период массового взрыва не в направлении горных работ, а в направлении, близком к действию максимальных напряжений. Следует отметить, что на характер сдвижения существенно влияет нарушенность пород в районе месторождения. Так на участке между стволами «Северный» и «Ново-Капитальный» в районе разлома Холодного зафиксированы разнонаправленные сдвиги с максимальными величинами обратных сдвижений в районе разлома, что указывает на негативное влияние природных факторов на деформирование сооружений.

При анализе характера сдвижений в поле тектонических сил вокруг выреза, представленного зоной обрушения, тангенциальные составляющие сдвижений получены в 2,5 – 3 раза большими, чем радиальные. Их максимальное значение в период массового взрыва составило 17 мм в районе ствола Ново-Капитального, что указывает на существенное развитие давления на стволы при массовых взрывах, которое может сопровождаться нарушением

бетонного крепления и изгибом расстрелов, особенно в случаях совпадения их направления с направлением максимальных смещений.

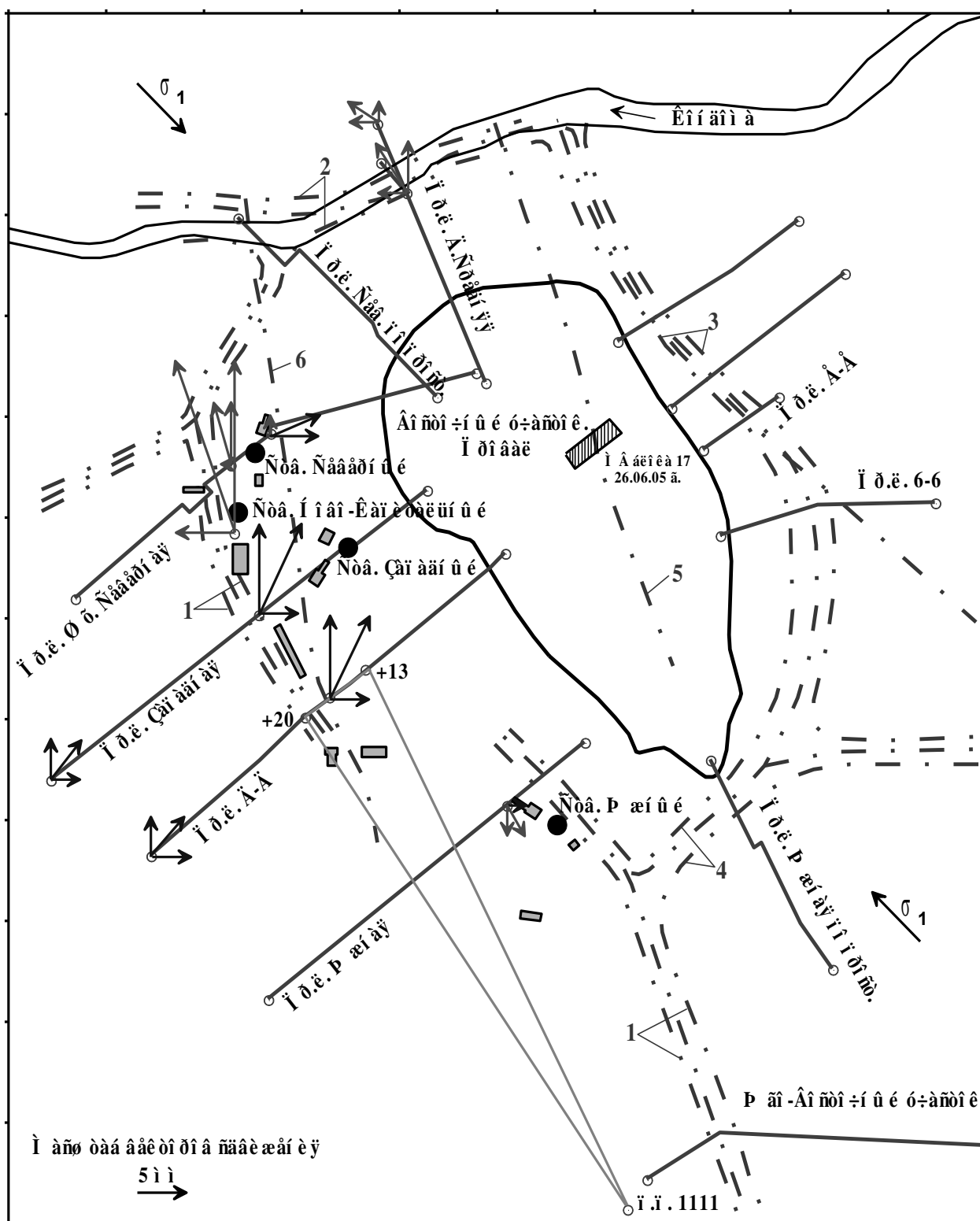


Рис. 1. План наблюдательной станции за сдвижением земной поверхности Таштагольского месторождения с результатами GPS-наблюдений за период 14 – 28.06.05 г.: 1, 2, 3, 4, 5 – разломы, соответственно, Холодный, Кондомский, Нагорный, Шахтерский лог, Диагональный; 6 – субмеридиональное тектоническое нарушение

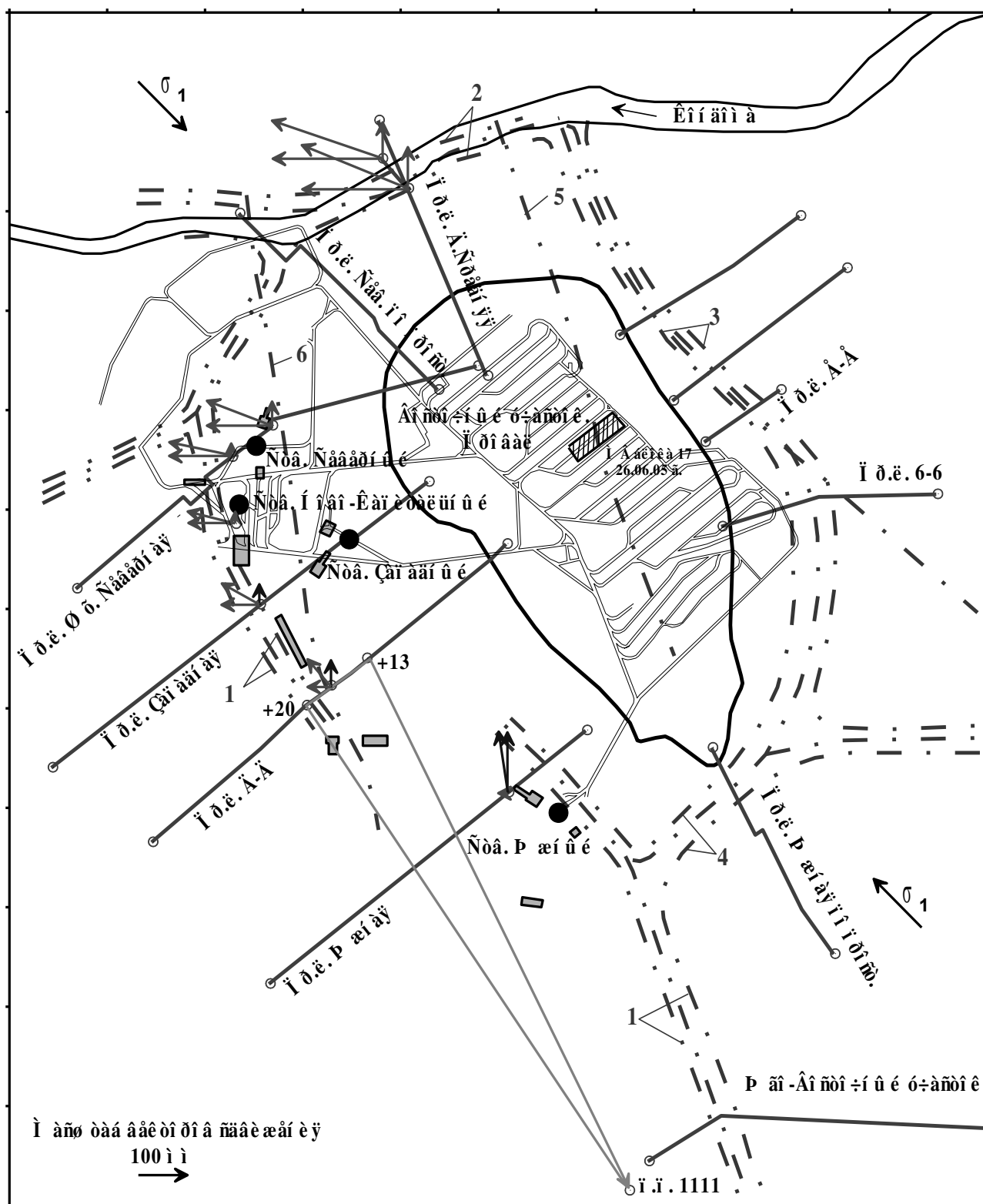


Рис. 2. Совмещенный план наблюдательной станции за сдвижением земной поверхности и выработок гор. -280 м Таштагольского месторождения с результатами GPS-наблюдений за период 28.06.05 – 25.09.05 г.: 1, 2, 3, 4, 5 – разломы, соответственно, Холодный, Кондомский, Нагорный, Шахтерский лог, Диагональный; 6 – субмеридиональное тектоническое нарушение

Вяявленныы оособенности пространственного деформирования массива при массовых взрывах свидетельствуют о необходимости их учета при длительном

сроке существования стволов в зоне горизонтального опорного давления от горных работ.

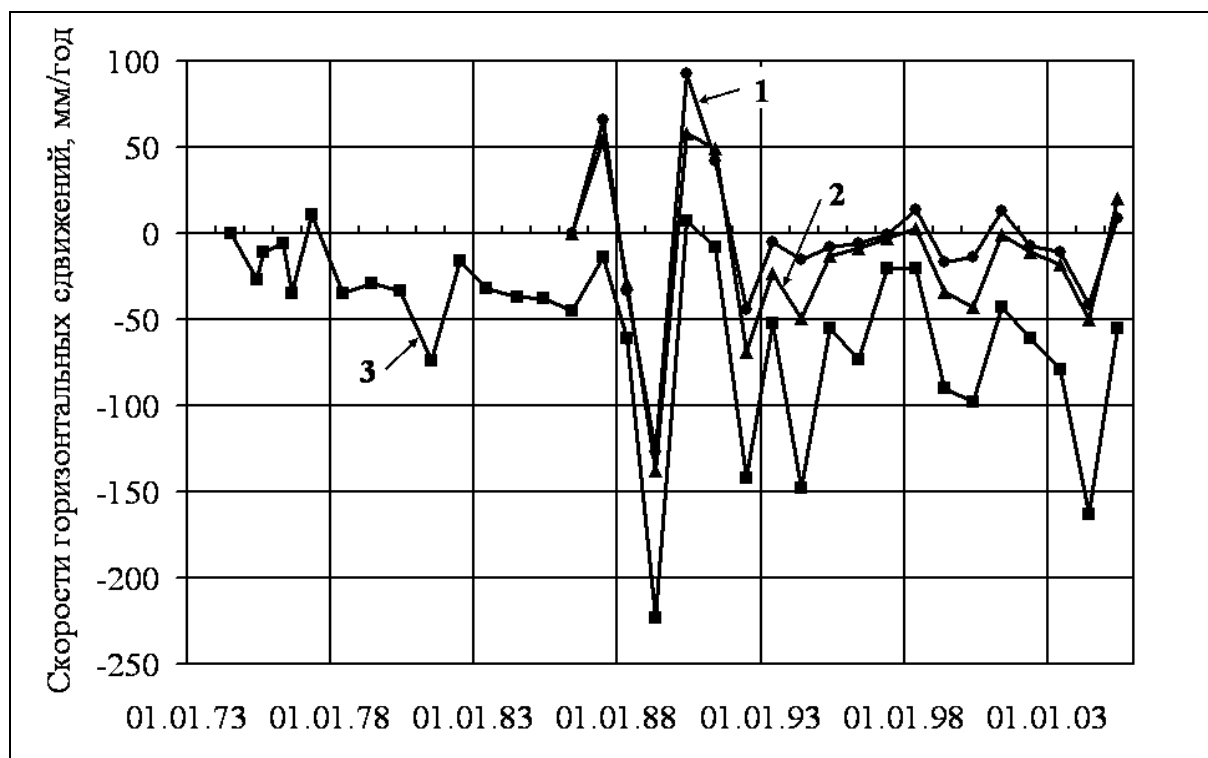
По наблюдениям развития деформационных процессов при массовых взрывах в периоды разрезки этажей с использованием GPS-технологий установлено, что после разрезки этажа происходит существенное перераспределение напряжений на больших площадях, отражающееся в появлении на поверхности лежачего бока и торца обратных сдвижений до 100 мм и более (рис. 2). По предварительным данным эти сдвижения возникают при проскальзывании массива в момент взрыва по пологим тектоническим нарушениям (средний азимут сдвижений весьма близок к азимуту линии падения нарушений) и являются причиной сжатия горных пород лежачего бока, являющегося в дальнейшем источником дополнительных сейсмических нагрузок при отработке блоков.

Сдвижения такого порядка зафиксированы и при наблюдениях за сдвижением земной поверхности традиционными методами, когда при разрезке этажей (–350) – (–280) м в 2004 г. и (–280) – (–210) м в 1990 г. отмечено появление значительных по величине знакопеременных пикообразных горизонтальных (рис. 3) и вертикальных сдвижений, при этом прямые горизонтальные сдвижения и поднятия проявляются на ранней стадии разрезки, а обратные горизонтальные сдвижения и оседания следуют за разрезкой этажа. Действующие в районе месторождения тектонические напряжения уже на стадии разрезки оказывают значительное влияние на перераспределение напряжений и сдвижение горных пород вплоть до поверхности, что, с одной стороны, существенно влияет на рост удароопасности массива и увеличение давления на стволы и другие горные выработки, с другой стороны, при скоростях сдвижения горных пород в этот период в 2 и более раз превышающих обычный уровень, оказывает значительное воздействие на поверхностные сооружения уже при разрезке этажей.

О сжатии пород лежачего бока свидетельствуют и наблюдения по станциям контурных реперов в квершлагах гор. –280 (рис. 2) и –350 м, проведенные в эти же периоды между массовыми взрывами, когда в порожняковом квершлагах гор. –280 м на участке между стволом Ново-Капитальным и полевым штреком за период между массовыми взрывами блоков 17 и 30 произошло сжатие массива на 100 мм.

В период массового взрыва II слоя 17 блока для оценки активности зоны тектонической нарушенности в районе административно-бытового комбината шахты, представленной сочленением разлома Холодного и субмеридионального тектонического нарушения, выполнена многочасовая GPS-съемка в полигоне: пункт полигонометрии 1111 – репер +20 линии «Д – Д» – репер +13 линии «Д – Д» – пункт полигонометрии 1111 (рис. 1). Базовая линия между реперами +20 и +13 линии «Д – Д» заложена в зоне тектонической нарушенности и расположена в Восточном геодинамическом блоке, а базовая станция – пункт полигонометрии 1111 – в соседнем Юго-Восточном блоке, которые разделены между собой разломом по Шахтерскому логу и нарушением в районе ВГСЧ, что позволяет определить движения различных блоков в процессе изменения напряженно-деформированного состояния в районе разработки месторождения.

а) профильная линия «Шх. Северная»



б) профильная линия «Западная»

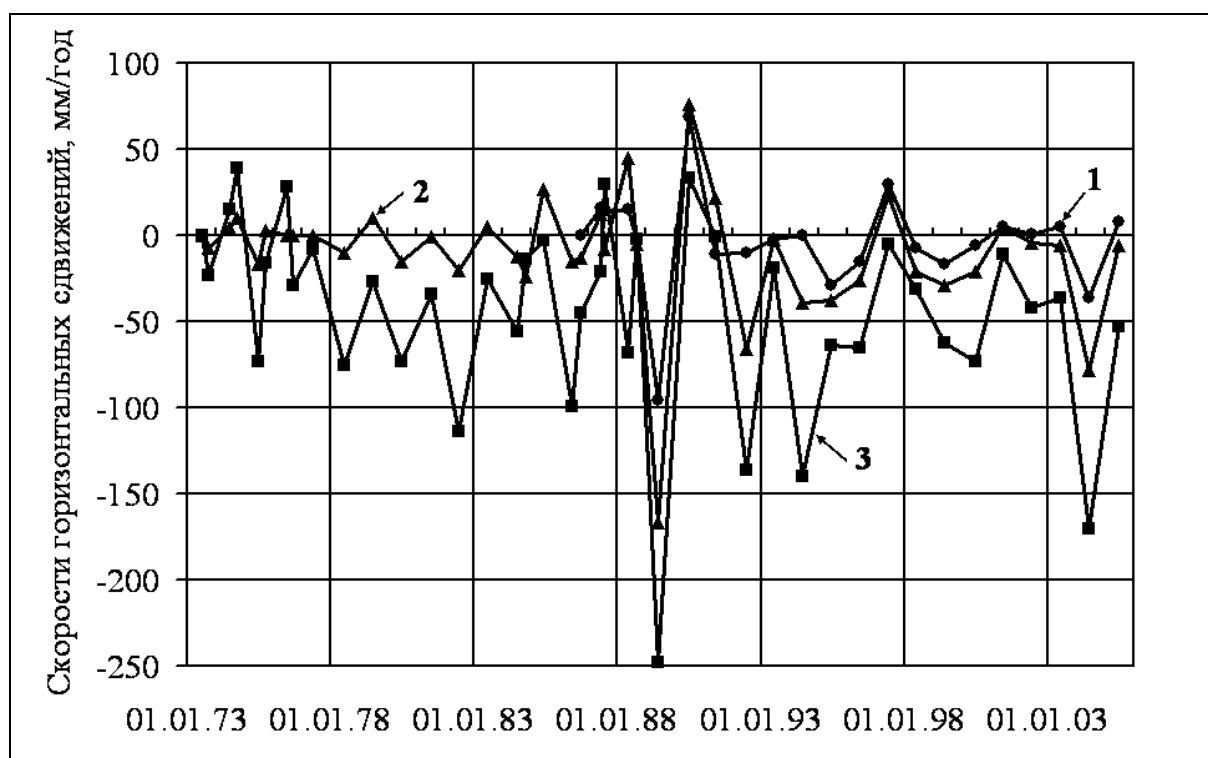


Рис. 3. Изменение во времени скоростей горизонтальных сдвижений реперов в различных зонах сдвижения Таштагольского месторождения: 1 – зона неопасных плавных сдвижений; 2 – зона опасных плавных сдвижений; 3 – зона трещин

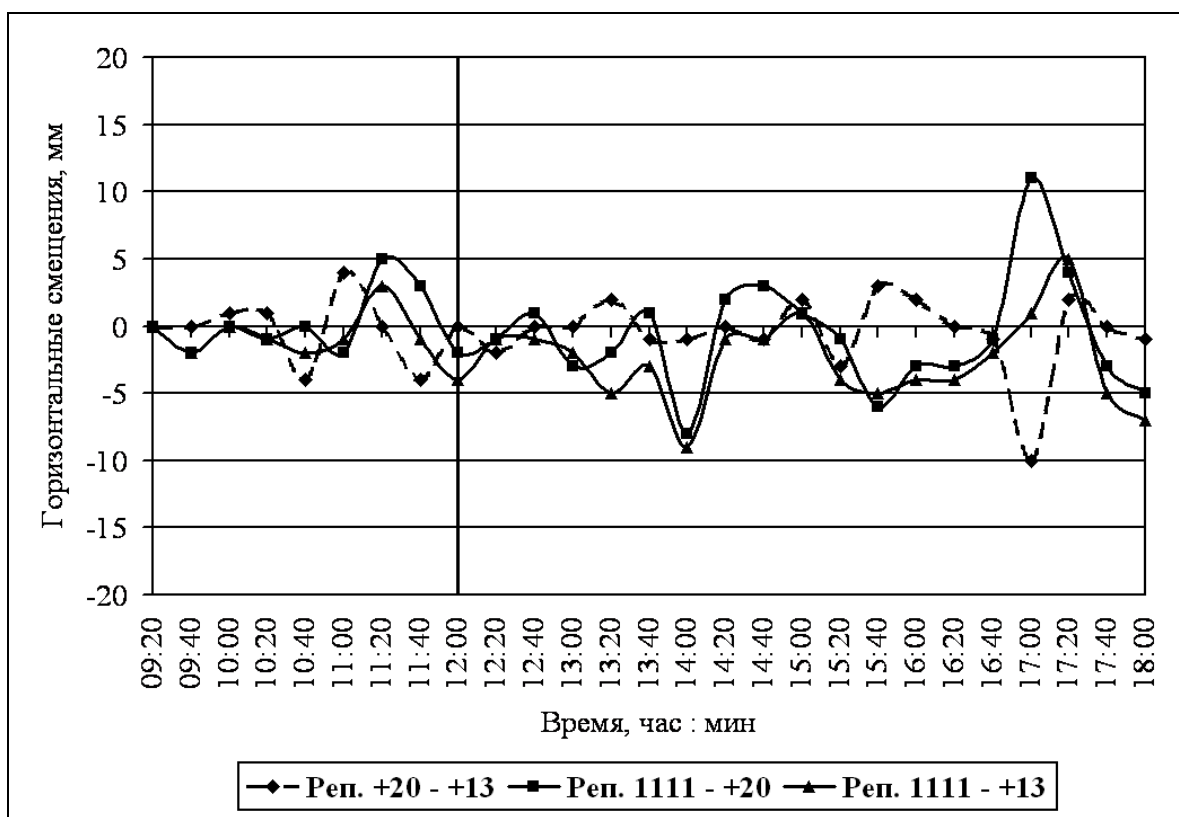
В процессе GPS-съемки накопление данных от спутников производилось в течение 9 часов с интервалом 15 секунд в один файл данных на каждой станции, которые при постобработке с помощью специальной утилиты Convert to RINEX программного обеспечения Trimble Geomatics Office были преобразованы в Rinex-файлы. Эти многочасовые файлы в дальнейшем были разбиты на файлы по 20 минут, каждый из которых был обработан с использованием программного обеспечения Trimble Geomatics Office. В результате обработки вычислены координаты X, Y, Z, расстояния и превышения между реперами. Относительно начального времени наблюдений вычислены смещения массива. Полученные данные отображены в графическом виде, что наглядно демонстрирует развитие процессов сдвижения во времени и пространстве (рис. 4).

Следует отметить изменчивость расстояний (горизонтальных смещений) и превышений (вертикальных смещений) во времени как в направлении простирания рудной зоны практически параллельно разлому Холодному (линии: п.п. 1111 – репер +20 и п.п. 1111 – репер +13), так и вкрест простирания рудной зоны перпендикулярно разлому (линия: репер +20 – репер +13). Характер изменчивости во времени превышений, а также и расстояний, по близким направлениям совпадает (линии: п.п. 1111 – репер +20 и п.п. 1111 – репер +13). Это дало возможность косвенно по данным многократных измерений близких по положению расстояний и превышений оценить среднеквадратическую погрешность их измерения. На близких направлениях при одном общем пункте характер изменения напряжений и деформаций во времени должен быть близок, а, следовательно, величины прироста расстояний и превышений во времени должны быть близки. Их разность определяет верхний предел погрешности измерения. Средняя погрешность измерения по 27 интервалам времени составила ± 1.9 мм для расстояний и ± 6 мм для превышений. Поэтому точность измерений с учетом неравенства положения второй точки измерения следует считать достаточной для оценки геодинамических движений.

Характер изменения во времени расстояний и превышений по перпендикулярному к этим направлениям профилю (репер +20 – репер +13) практически противоположен по знаку, что, с позиций геомеханики, согласуется, ибо поперечная деформация в испытуемых образцах противоположна по знаку. С учетом этих данных можно сделать вывод, что сложный характер изменения деформационных процессов, полученный при GPS-съемке отражает реальные процессы, происходящие в горном массиве в районе тектонических разломов в период массовых взрывов и после них.

После массового взрыва сейсмостанцией «Таштагол» в период с 12 до 19 часов зафиксировано 12 сейсмических событий 2 – 5 энергетического класса (рис. 5). Максимальный по мощности толчок 5 класса произошел почти сразу после взрыва, что в реакции массива не отразилось. Четкой зависимости между энергией толчков и амплитудой смещений сразу после взрыва не выявлено, что обусловлено, возможно, осреднением смещений за 20-ти минутный интервал времени.

а) горизонтальные смещения



б) вертикальные смещения

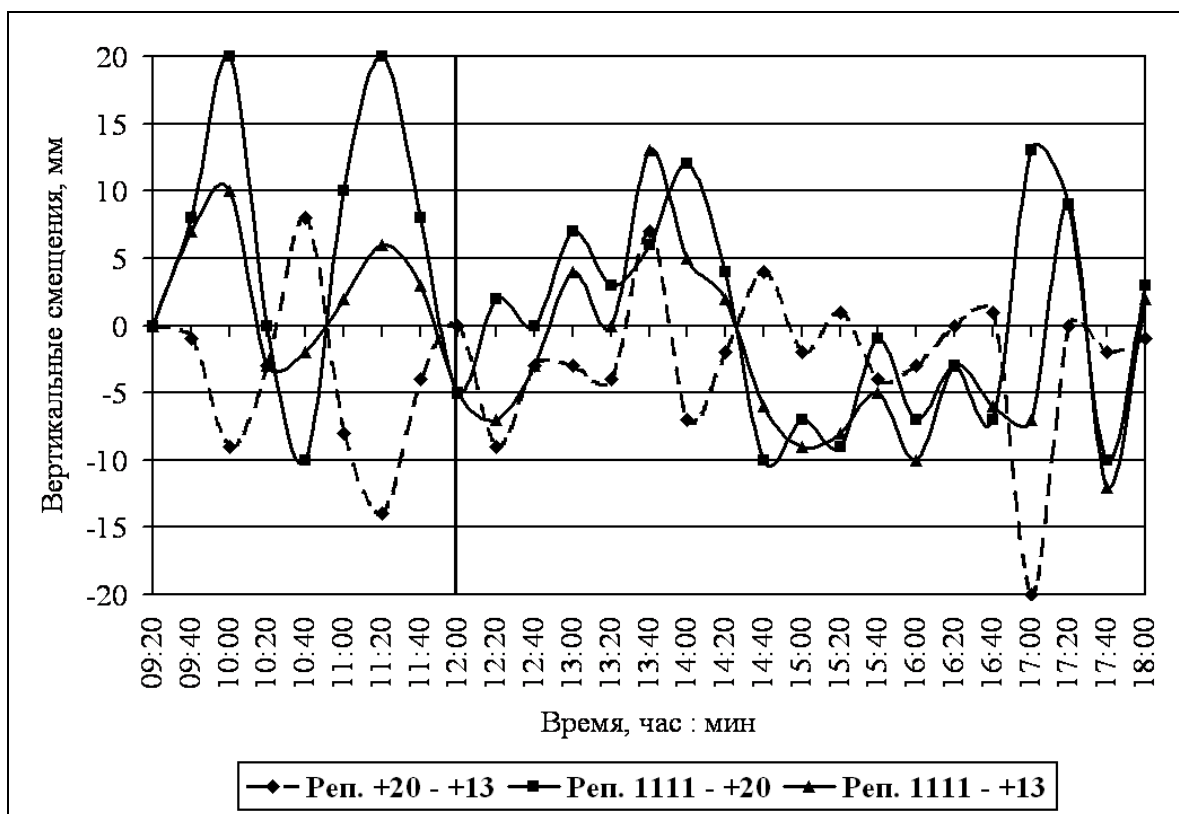


Рис. 4. Изменение смещений земной поверхности Таштагольского месторождения до и после массового взрыва II слоя блока 17 в этаже (–350) – (–280) м 26.06.05 г.

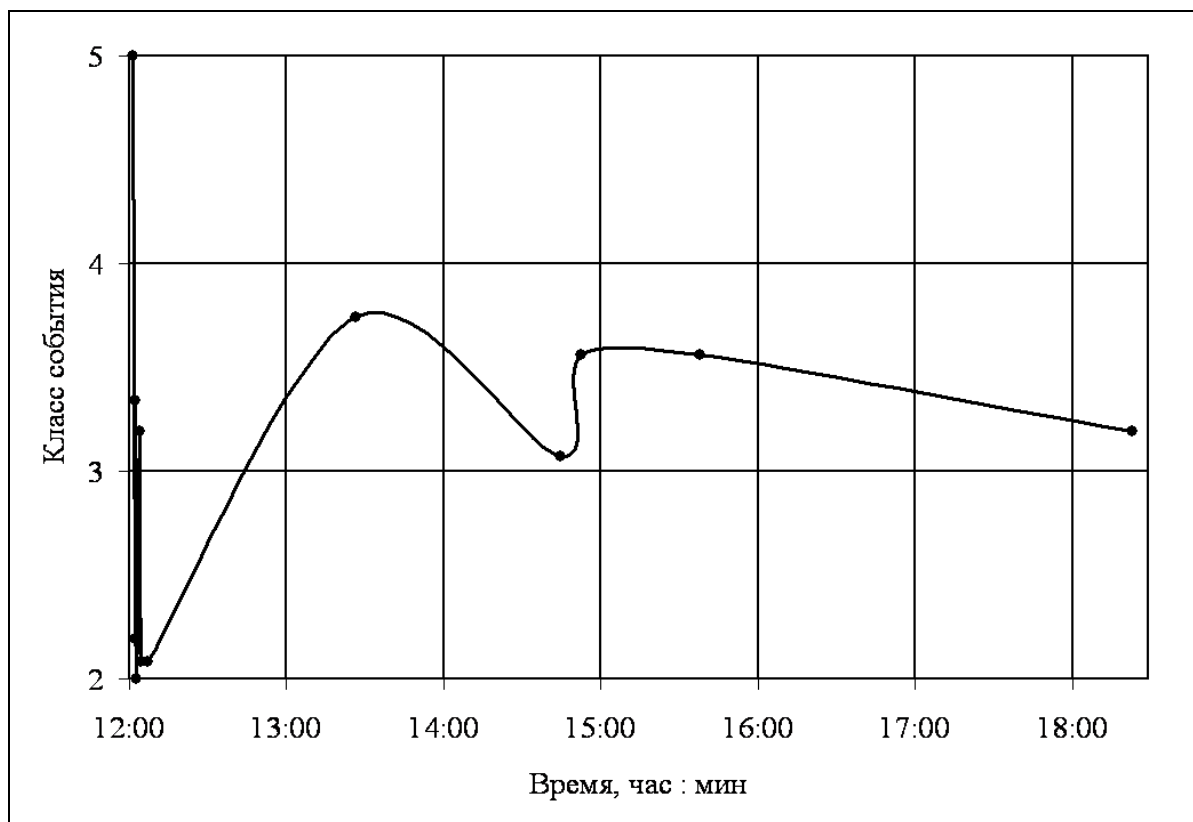


Рис. 5. Изменение во времени сейсмической активности Таштагольского месторождения после массового взрыва II слоя блока 17

Как показали исследования в зоне разлома на территории ОАО «ЗСМК», проведенные институтом «ВостНИГРИ», динамический характер движений породного массива в разломных зонах является более выраженным при более малых периодах измерений, поэтому при выделении в 20-ти минутных интервалах 5-ти минутных периодов возможно выявление взаимосвязи между амплитудой смещений и энергией серии сейсмических событий, произошедших в первые 10 минут после взрыва. Некоторая взаимосвязь смещений и толчков наблюдается при последующих толчках. Так, например, в период толчка класса 3.7, зафиксированного в 13:26:12, в 13:40 произошло скачкообразное поднятие репера +13, в то время как на репере +20 бо́льшая активизация сдвижений наблюдалась в 14:00, что может отражать скорость распространения деформационной волны. Имеет место совпадение максимумов сжатий по простирацию и поднятий в лежащем боку в 13:40, 14:00, 15:40 и 18:00 (рис. 4, а, б) в периоды толчков 3 класса, зарегистрированных в период с 13:26 до 18:20.

Повторные наблюдения короткопериодных смещений на границе зоны тектонической нарушенности в районе АБК шахты (реперы +20 – +13 линии «Д – Д») были выполнены в период массового взрыва блока 30 в этаже (–280) – (–210) м, произведенного 2.10.05 г. Зафиксированные смещения земной поверхности приведены на графиках рис. 6. Сопоставление графиков смещения на рис. 4 и 6 показывает, что амплитуда смещений как горизонтальных, так и вертикальных при массовом взрыве блока 30 меньше, чем при взрыве II слоя блока 17.



Рис. 6. Изменение смещений земной поверхности на границе зоны тектонической нарушенности до и после массового взрыва блока 30 в этаже (–280) – (–210) м 2.10.05 г.

Длительными (в течение 9 часов) непрерывными наблюдениями смещений земной поверхности по границам крутопадающих тектонических разломов установлено наличие короткопериодных геодинамических движений с амплитудой 15 – 30 мм. По погрешностям замыкания контрольных треугольников и обработки данных изменения во времени близких расстояний, установлено, что погрешность GPS-съемки при измерении расстояний не превышает 1 – 2 мм на 1 км. Таким образом, полученная высокая точность измерения смещений горного массива при GPS-съемке, превышает точность большинства известных в геодезии методов.

Таким образом, в результате исследования деформационных процессов горного массива Таштагольского месторождения с использованием GPS-технологий в периоды производства массовых взрывов установлено:

1. Период разрезки этажа в условиях геотектонических полей напряжений является значимым как для динамических проявлений горного давления, так и в плане воздействия сдвижений на охраняемые сооружения. После разрезки этажа происходит существенное перераспределение напряжений на больших площадях, отражающееся в появлении на поверхности лежачего бока и торца месторождения обратных сдвижений до 100 – 200 мм, что подтверждено также измерениями в квершлагах на гор. –280 и –350 м. По предварительным данным эти сдвигения возникают при проскальзывании массива в периоды массовых взрывов по пологим тектоническим нарушениям и являются причиной сжатия

пород лежащего бока, являющегося в дальнейшем источником дополнительных сейсмических нагрузок при отработке блоков.

2. При многочасовой GPS-съёмке в районе тектонических нарушений наблюдается разнонаправленное движение бортов разломов по высоте и чередование сжатий и растяжений на участке тектонических разломов, что в значительной мере способствует повреждению сооружений, расположенных в этих местах. По данным наблюдений эти геодинамические движения с амплитудой 15 – 20 мм являются короткопериодными, что нередко наблюдается и в других регионах страны. Характерно, что периоды появления сжатий и поднятий массива, отмеченные при многочасовой GPS-съёмке, в целом коррелируют с периодами проявления толчков, зафиксированных сейсмостанцией «Таштагол».

*© В.А. Квочин, Т.В. Лобанова,
А.Ф. Клещёва, Е.В. Новикова, 2006*

СОДЕРЖАНИЕ

Тригубович Г.М., Старосельцев В.С. Тенденции развития аэрогеофизических поисково-оценочных технологий	3
Варламов А.И., Герт А.А., Еханин А.Е., Краснов О.С., Старосельцев В.С., Сурков В.С., Смирнов Л.В., Сапьяник В.В., Волкова К.Н. Ресурсная база трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан».....	6
Островский Э.Я., Румянцев С.В., Фадеев В.А. Параструктуры: безальтернативное расщепление целостности цифровых изображений природных комплексов	17
Неведрова Н.Н., Суродина И.В., Санчаа А.М. Трехмерное моделирование при построении геоэлектрической модели Тункинской впадины Байкальской рифтовой зоны	19
Давиденко В.М. Прогнозирование урановорудных объектов в вулканотектонических структурах на основе комплексного структурного анализа.....	26
Черкасов Г.Н., Тригубович Г.М., Долгушин С.С., Садур О.Г., Сержантова Е.А. Инновационный подход к решению проблемы поиска слепых кимберлитовых трубок	30
Родин Р.С., Кужельный Н.М., Лоскутов Ю.И., Дмитриева Л.А. Перспективы золотоносности кор выветривания западной части Алтае-Саянской складчатой области.....	36
Белоносов А.Ю., Тимшанов Р.И. Основы концепции вариационных углеводородно-геофизических исследований для поисков скоплений углеводородов	40
Озерский А.Ю., Караулов В.А. Чулымо-Енисейская провинция защищенных подземных вод.....	44
Озерский А.Ю., Еханин А.Г. Ресурсы Германия в нижнемеловых лигнитах касской площади и задачи по их изучению и освоению	48
Поцелуев А.А., Ананьев Ю.С., Житков В.Г. Дистанционные методы геологических исследований, прогнозирования и поиска МПИ (на примере рудного Алтая)	53
Филатов В.В. О связи физических параметров горных пород с процессами аномальной диффузии	58
Долгушин С.С., Хомичев В.Л., Садур О.Г., Марков В.В. Геолого- геофизическое моделирование как способ прогноза и оценки скрытого оруденения	63
Конторович А.Э., Удут В.Н., Пак В.А., Довгань А.В. Прогноз развития гелиевой промышленности Восточной Сибири: региональные, общероссийские и глобальные аспекты	67
Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Моисеев С.А., Шемин Г.Г., Еремин Ю.Г., Изаров В.Т., Мандельбаум М.М., Санеев Б.Г., Платонов Л.А., Сафронов А.Ф. Нефтегазовый комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока: сырьевая база, перспективы развития.....	76

Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Нефтяная рента: условия формирования, количественные оценки, Российские особенности	83
Коржубаев А.Г. Мировая энергетика и нефтегазовый комплекс России.....	93
Изаров В.Т., Битнер А.К., Конторович А.А., Коржубаев А.Г., Филимонова И.В. Перспективы развития топливно-энергетического комплекса объединенного Красноярского края	102
Эдер Л.В. Анализ международных рынков нефти (азиатско-тихоокеанский, европейский, северо-американский) и экспортная стратегия России	117
Филимонова И.В. Прогноз экономической эффективности освоения нефтегазовых ресурсов перспективных территорий (на примере Иркутской области)	120
Белоносов А.Ю. Результаты применения микробиологических исследований при поиске залежей нефти и газа на юге Тюменской области.....	127
Белоносов А.Ю. Возможности применения литогеохимических исследований при прогнозной оценке нефтегазоносности больших территорий и поисках месторождений углеводородов	132
Булгаков Р.Р., Легеза С.Л., Хмелевский В.Б. Состояние и перспективы развития добычи нефти в Новосибирской области	137
Хавкин А.Я. Доразработка месторождений с учетом дисперсности распределения остаточной нефти	141
Хавкин А.Я. Реальноизвлекаемые и трудноизвлекаемые запасы нефти...	146
Крюков В.А., Токарев А.Н. Институциональные особенности функционирования нефтегазового сектора	151
Степанова М.А. Строение верхнеюрских отложений Русскинского месторождения (Сургутский свод, Западная Сибирь).....	157
Тимшанов Р.И., Белоносов А.Ю. Эффективность применения полевой лаборатории при углеводородных исследованиях на нефть и газ	161
Лужецкий В.Г. Сейсмоакустический комплекс высокого разрешения.....	166
Потапов В.В., Могилатов В.С. Свойства радиальной электрической составляющей при возбуждении среды полем ТМ-поляризации	170
Исказиев К.О., Кибиткин П.П., Меркулов В.П. Определение анизотропии проницаемости нефтяного пласта на разных стадиях разработки месторождения	174
Шеин А.Н. Совместная инверсия данных многокомпонентных нестационарных зондирований с учетом вызванной поляризации на примере Крестыщенского месторождения	179
Мучник С.В. Взрывомеханический сейсмоисточник	184
Игнатов В.С. Влияние сопротивления бурового раствора на разности фаз и относительные разности амплитуд ВИКИЗ	189
Манштейн Ю.А., Балков Е.В., Манштейн А.К. Исследование подповерхностного пространства методом электромагнитного индукционного частотного зондирования: методика и оборудование	194

Митрохин А.Н., Уткин В.П., Неволин П.Л. Кинематика и динамика опережающих разрывов как критерии при поисках и разведке жильных и штокверковых тел.....	198
Долгаль А.С. Моделирование геологических границ и геопотенциальных полей с использованием быстрого вейвлет-преобразования.....	203
Антонов Ю.Н. Выделение и оценка насыщения коллекторов терригенных отложений по данным ВИКИЗ (вертикальные и горизонтальные скважины)	210
Савченко А.В. Скважинная система волнового воздействия на продуктивный пласт.....	215
Чередников Е.Н., Сердюков С.В., Савченко А.В. К вопросу создания технических средств скважинных волновых воздействий на нефтяные пласты.....	220
Кульчицкий В.Б., Вернигор В.М. Повышение эффективности дегазации угольных месторождений с применением волновой акустической геотехнологии интенсификации дебита эксплуатационных скважин.....	224
Батугина Н.С., Джемакулова И.Д., Ткач С.М. Новые оценки разубоживания руд при разработке месторождений	229
Грицко Г.И., Санеев Б.Г., Соколов А.Д. Перспективы развития угольной промышленности в Сибири	234
Назаров И.В., Тетенев Е.В. Опыт адаптации программы моделирования перевалки вскрыши драглайнами для условий действующих угольных карьеров.....	245
Квочин В.А., Лобанова Т.В., Клещёва А.Ф., Новикова Е.В. Исследование деформационных процессов горного массива Таштагольского месторождения с использованием GPS-технологий в периоды производства массовых взрывов.....	250