Вестник недропользователя

ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА - ЮГРЫ

№ 25 2012 год

ВЕСТНИК НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЯ

Департамент по недропользованию Ханты-Мансийского автономного округа - Югры

Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа - Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана»

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:

Шпильман А.В.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Алешин С.А., Ахпателов Э.А., Волков В.А., Коровин В.А., Кузьмин Ю.А., Мясникова Г.П., Филатов С.А. Тепляков Е.А., Толстолыткин И.П., Хафизов Ф.З., Шпильман А.В.

ЛИТЕРАТУРНЫЙ РЕДАКТОР:

Кольмаберг Н.В.

КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА:

Мистюрина Ю.В.

Адрес составителя сборника *(для направления статей, замечаний, предложений):*
АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана»
625026, г. Тюмень,
ул. Малыгина, 75, а/я 286.
Телефон: (3452) 22-97-34
Факс: (3452) 40-01-91

ИЗДАТЕЛЬ:

ООО «Издательский Дом «ИздатНаукаСервис»

620131, г. Екатеринбург,
ул. Викулова, д. 30, к.38.

ISSN 00868-801X

© Правительство Ханты-Мансийского автономного округа - Югры

АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана»

Отпечатано с готовых диапозитивов в Типографии «Уральский центр академического обслуживания»

Тираж: 500 экземпляров

Электронный адрес «Вестника недропользователя»:

www.oilnews.ru

Содержание

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РЕСУРСАМИ

3-10 *Кузьмин Ю.А., Филатов С.А.* Характеристика трудноизвлекаемых запасов нефти месторождений Ханты-Мансийского автономного округа - Югры по критериям Минэнерго

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ

Геологоразведочные работы

11-17 *Ансимова В.А., Осипенко А.С.* Уточнение геологической модели строения залежи пласта $АС_{9-10}$ Заозерного месторождения

18-31 *Клопов А.Л.* Космодешифрирование ХМАО-Югры. Тектонически активные зоны

32-36 *Клищук Т.Л.* Анализ изменения структуры запасов нефтедобывающей компании Славнефть-Мегионнефтегаз с 2005 по 2011 гг.

37-45 *Ванисов А.М., Тренин Ю.А., Клопов А.Л., Михайлов И.Н. Скоробогатов В.Б.* Обнаружение и прогноз нефтеносности доюрских образований на Ханты-Мансийско-Фроловском лицензионном участке

Разработка и добыча

46-55 *Толстолыткин И.П., Мухарлямова Н.В., Кохташева Н.Ю., Стрельченко М.В.* Итоги разработки нефтяных месторождений ХМАО-Югры в 2011 г.

56-61 *Сорокин А.В., Сорокин В.Д., Корниенко С.А.* Региональные особенности распределения составов подвижной нефти по классам на месторождениях Югры

62-67 *Печёрин Т.Н.* Модифицированная методика анализа выработки запасов с использованием математического аппарата

68-70 *Сластухин А.О.* Исследование и разработка методов нетрадиционной добычи золота из минерального сырья

Экология

71-76 *Казанцева Л.Н.* Подходы к оценке природных ресурсов, применяемые в методиках расчета ущерба при осуществлении хозяйственной деятельности

ХАРАКТЕРИСТИКА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА-ЮГРЫ ПО КРИТЕРИЯМ МИНЭНЕРГО

Ю.А. Кузьмин, С.А. Филатов (АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана)

Впервые термин «трудноизвлекаемые запасы» (ТрИЗ) появился в конце 70-х годов, за прошедший период накоплен достаточно большой опыт в изучении проблемы. Сложились представления о ТрИЗ, которые содержатся в залежах или частях залежей, характеризующихся неблагоприятными для извлечения углеводородов геологическими условиями залегания нефти, аномальными физическими её свойствами, сформулированы количественные критерии отнесения запасов к этой категории.

Безусловно одним из наиболее эффективных показателей «трудноизвлекаемости» запасов является проницаемость коллекторов. В целях стимулирования освоения залежей с ТрИЗ в 2012 году Распоряжением Правительства РФ №700-р от 03.05.2012 г. было принято предложение Минэнерго по классификации проектов разработки участков недр, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти, по критериям проницаемости коллекторов или вязкости нефти в следующие четыре категории:

- первая категория – проекты по добыче нефти из коллекторов с низкой проницаемостью (от $1.5*10^{-3}$ мкм^2 до $2*10^{-3}$ мкм^2 включительно);
- вторая категория – проекты по добыче нефти из коллекторов с крайне низкой проницаемостью (от $1.0*10^{-3}$ мкм^2 до $1.5*10^{-3}$ мкм^2 включительно);
- третья категория – проекты по добыче нефти из коллекторов с предельно низкой проницаемостью (до $1.0*10^{-3}$ мкм^2 включительно);
- четвертая категория – проекты по добыче сверхвязкой нефти с вязкостью нефти в пластовых условиях более 10 000 мПа*с.

В целях стимулирования освоения залежей ТрИЗ Распоряжением Правительства предусматривается введение дифференцированной шкалы налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Льгота для самых сложных проектов планируется в течение 10 лет, она подразумевает НДПИ в размере от 0 до 10% от стандартной ставки. Для средней категории сложности льгота составит 10-30% на 7 лет, для более лёгких – от 30-50% на 5 лет.

Для оценки возможных последствий классифицирования проектов по указанным критериям автономным учреждением «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» был выполнен анализ соответствия вышеприведённых критериев параметрам залежей углеводородов, содержащихся в Государственном балансе по нефти месторождений Ханты-Мансийского автономного округа-Югры. Выявленные в балансе залежи ТрИЗ были дифференцированы по признакам лицензирования – распределённый/нераспределённый (РФН/НФН) фонд недр ХМАО, а также по литолого-фациальному и стратиграфическому признаку (группы пластов). После идентификации залежей ТрИЗ по ним была выполнена экономическая оценка последствий введения дифференцированной шкалы НДПИ.

Залежи сверхвязкой нефти на территории ХМАО-Югры поисково-разведочными работами не обнаружены, под утверждённые критерии проницаемости коллекторов в балансе

запасов подпадает 386 залежей 96 месторождений с суммарными начальными геологическими (НГЗ)/извлекаемыми (НИЗ) запасами 6517/1771 млн т, 78% которых находится в РФН округа. Качество запасов достаточно высокое – доля промышленных категорий составляет 44/51%.

Наибольшая часть трудноизвлекаемых запасов нефти (74%) оказалась сосредоточенной в первой и третьей категориях ТрИЗ РФН ХМАО (рис.1), на долю которых приходится 97% накопленной добычи нефти по всем залежам ТрИЗ, степень выработки извлекаемых запасов нефти промышленных категорий составляет 15%.

Доля запасов промышленных категорий (АВС1) в первой и третьей категориях ТрИЗ достаточно высока – 67%, во второй категории составляет 30%.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) по залежам ТрИЗ, вне зависимости от их расположения на участках недр (РНФ, НФН), составляет от 0.050 до 0.490 при среднем значении 0.272, разница в КИН запасов промышленных/непромышленных категорий незначительна – 0.293/0.237.

На долю залежей с трудноизвлекаемыми запасами приходится 1.4% накопленной с начала разработки добычи нефти по ХМАО-Югре. Степень выработки запасов по залежам РФН в категориях ТрИЗ примерно одинакова, варьирует в диапазоне 11-20% и составляет, в среднем, 12%, добыча нефти из залежей НФН практически не велась.

По литолого-фациальному и стратиграфическому признаку залежи ТрИЗ дифференцированы по девяти группам пластов, около половины суммарных трудноизвлекаемых запасов категорий $АВС_1+С_2$ сосредоточено в группе пластов $АС_{4-12}$, $БС_{7-11}$, $БВ_{5-11}$ (48.5%), 22.6% и 15% – в отложениях баженовской и тюменской свит (рис.2).

Залежи характеризуются достаточно высокой долей запасов промышленных категорий - 59-84% (кроме пластов $АВ_1$, $АК_1$, $Ю_1$ и $Ю_{2-9}$) и значениями КИН – 0.210-0.350 (кроме пласта $АК_1$ фроловской свиты).

Результат дифференциации залежей ТрИЗ по пластам не совсем привычен с позиции традиционного распределения объектов ХМАО по их сложности – $АС_{4-12}$, $БС_{7-11}$, $БВ_{5-11}$ никогда не входили в число «трудных», что подтверж-

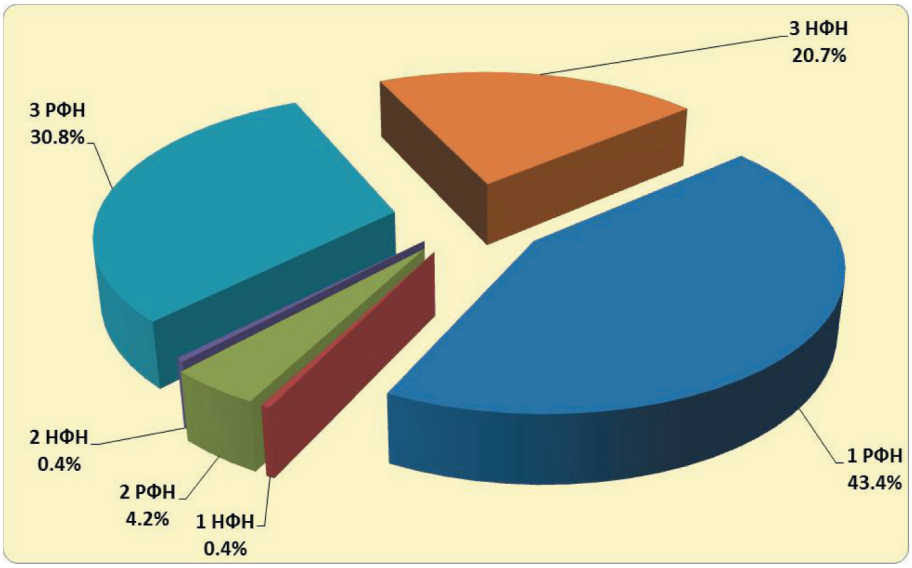

Рис.1. Дифференциация извлекаемых запасов нефти по категориям ТрИЗ распределённого и нераспределённого фондов недр ХМАО-Югры

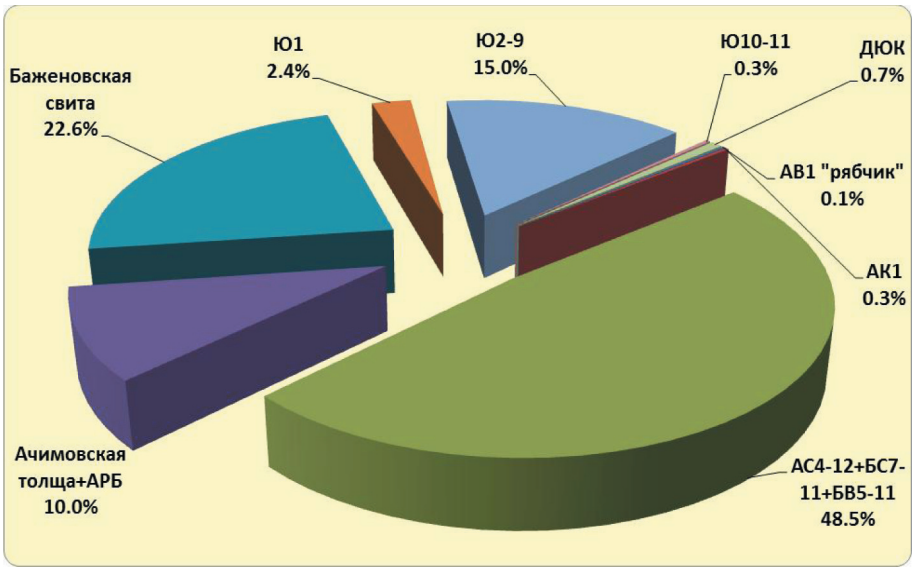

Рис.2. Дифференциация трудноизвлекаемых запасов нефти ABC_1+C_2 по группам пластов залежей ТрИЗ месторождений ХМАО-Югры

дается достаточно высокими значениями КИН залежей (0.327), утверждённых ГКЗ Роснедра при Госэкспертизе запасов.

Степень выработки запасов в категориях ТрИЗ по пластам невысока (2-13%) за исключением отложений ДЮК (56%), пластов горизонта $Ю_1$ (30%) и отложений ачимовской толщи (22%) (рис.3).

Результаты оценки по доюрскому комплексу (Красноленинское месторождение, Шаимский НГР) неожиданные, поскольку эти залежи являются для Западной Сибири сложным по строению объектом с коллекторами порово-трещинно-кавернозного типа. В этой оценке, скорее всего, проблема с достоверностью подсчёта запасов углеводородов объекта

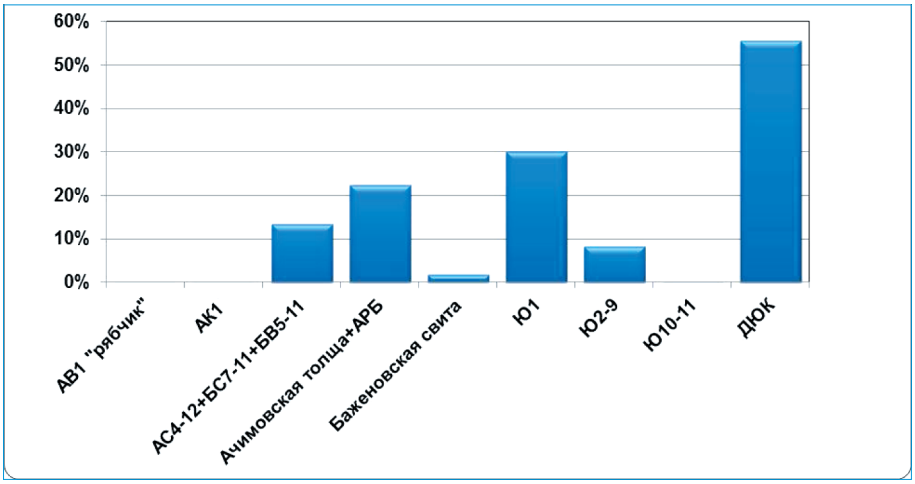

Рис.3. Распределение степени выработки извлекаемых запасов нефти ABC_1 залежей ТрИЗ по пластам

и определения подсчётных параметров коллекторов, включая проницаемость, а также в корректности распределения добываемой нефти единого по гидродинамике резервуара залежи между его терригенной частью и доюрскими отложениями.

Экономическая оценка последствий введения дифференцированной шкалы НДПИ в зависимости от категории проектов была выполнена в соответствии с прогнозом добычи по вовлечённым и невовлечённым запасам РФН ХМАО-Югры. В расчётах были заложены текущие экономические условия по мировой и внутренней цене нефти, курсе доллара и доле экспорта. Исключение составили текущие затраты на добычу, принятые по осреднённым данным компаний, равными 5.3 тыс. руб./т, как средние фактические затраты на добычу нефти из пласта $Ю_0$ баженовской свиты (объект с трудноизвлекаемыми запасами). Этот показатель более чем в два раза превышает среднюю величину затрат на добычу нефти по автономному округу.

Разработка трудноизвлекаемых запасов нефти в рамках действующей налоговой системы, в первую очередь, при существующем порядке расчёта ставки НДПИ, по всем категориям оказалась неэффективной.

В результате принятия льгот по проектам всех категорий чистая прибыль недропользователей становится положительной на период введения льготы, суммарная величина может изменяться от 1.30 млрд руб. до 220.14 млрд руб., значение которой остаётся отрицательным для первой категории и положительной для второй и третьей.

Сопоставление выпадающих доходов бюджета и дополнительных налоговых поступлений свидетельствует о том, что окупаемость расходов государства, выраженных льготой по НДПИ, колеблется от 12 до 19 лет для первой и второй категорий проектов, для третьей – расходы государства не окупаются.

Накопленная дисконтированная величина итогового изменения доходов консолидированного бюджета принимает положительное значение только для первой категории проектов в 2029 году при установлении минимального размера льготы и к 2030 году может составить 4.94 млрд руб. (рис.4). Для второй и третьей категорий проектов в течение всего срока про-

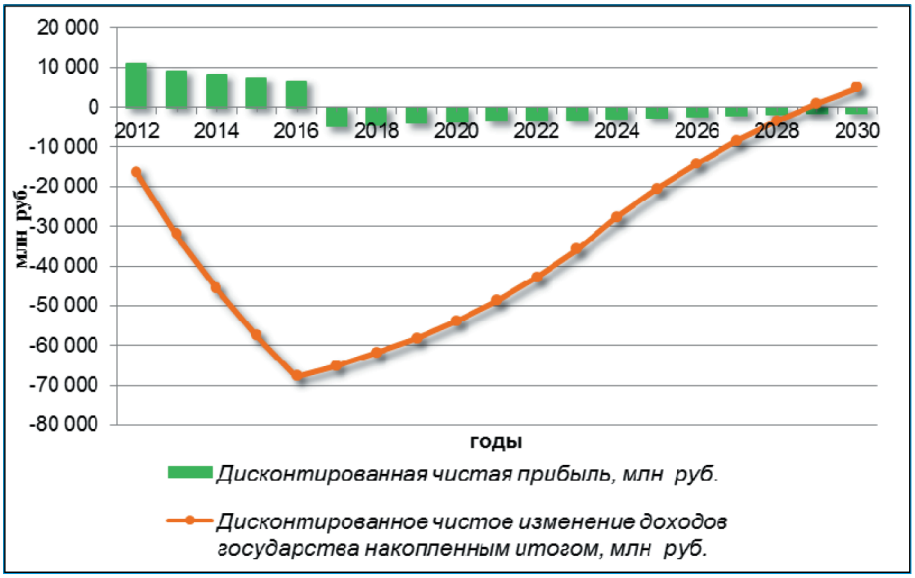

Рис.4. Динамика дисконтированных величин чистой прибыли и чистого изменения доходов государства по первой категории проектов при установлении ставки НДПИ на уровне 50%

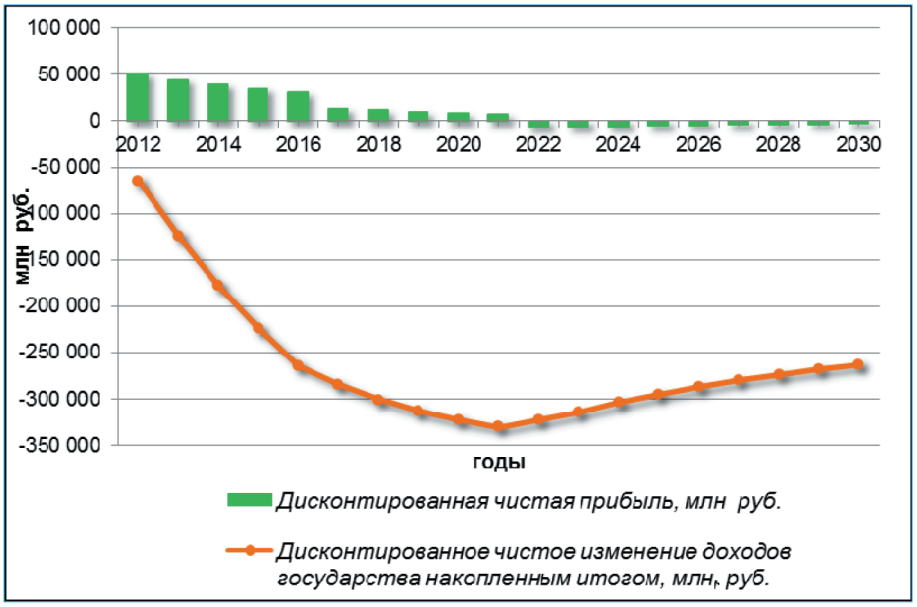

Рис.5. Динамика дисконтированных величин чистой прибыли и чистого изменения доходов государства в целом по РФН при установлении ставки НДПИ на уровне 30%, 10% и 0%

гнозирования накопленная дисконтированная величина итогового изменения доходов консолидированного бюджета не принимает положительного значения.

В целом вносимые изменения приведут к выпадению доходов федерального бюджета в части НДПИ от 479.08 млрд руб. до 562.55 млрд руб. Бюджет автономного округа при этом дополнительно получит от 33.78 млрд руб. до 41.71 млрд руб. в части налога на прибыль. Итоговое изменение доходов государства в результате применения льготы в целом по категориям может составить от -186.78 млрд руб. до -115.07 млрд руб. (рис.5).

При изменении макроэкономических условий, в частности, при увеличении мировой цены на нефть, условные затраты государства (льготы) увеличиваются (рис.6). В случае установления минимального размера льготы дополнительные поступления налогов и платежей в консолидированный бюджет покрывают величину льготы при снижении цены на 30%, а при максимальном размере льготы – при 40%.

Экономические расчёты показали следующее:

- Разработка залежей ТрИЗ при введении дифференцированной шкалы экономически эффективна лишь на период действия льготы. Таким образом, целесообразно рассмотрение вариантов увеличения льготного периода или установление нулевой ставки НДПИ на этот же период, что, однако, может оказать негативное воздействие на федеральный бюджет, поскольку доходов от дополнительной добычи может оказаться недостаточно для покрытия убытков государства.
- Проведённая оценка экономических результатов на основе прогноза добычи нефти по вовлечённым и невовлечённым запасам ХМАО-Югры показала, что их разработка становится эффективной для недропользователей по проектам второй и третьей категории, по проектам первой категории суммарная чистая прибыль сохраняет отрицательное значение.
- Вносимые изменения приведут к выпадению доходов федерального бюджета в части НДПИ, однако при обеспечении стимулирующей функции нововведений, которая может проявиться в увеличении добычи трудноизвлекаемой нефти (вовлечении новых залежей),

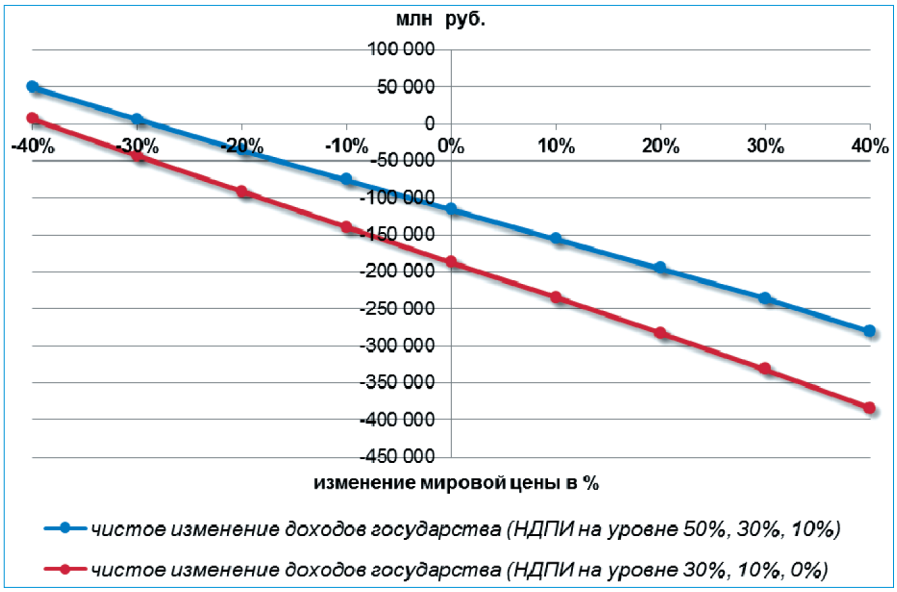

Рис.6. Зависимость чистого изменения доходов государства от мировой цены на нефть

доходы от дополнительной добычи углеводородов покроют величину выпадающего налога по проектам первой и второй категорий.

- С увеличением налогооблагаемой прибыли недропользователей при льготировании НДПИ будет происходить пополнение доходной части бюджета Ханты-Мансийского автономного округа-Югры региона за счёт роста налога на прибыль организаций.
- Сроки окупаемости условных затрат государства (льгот) будут напрямую зависеть от масштабности вовлечения новых участков и получения дополнительной добычи.

Что касается утверждённых Распоряжением Правительства РФ критериев дифференциации месторождений по «трудноизвлекаемости», необходимо отметить сомнения в части их эффективности, которые возникли в результате вышеприведённого анализа материалов залежей ТрИЗ.

Первое. Выделение залежей ТрИЗ только по значению проницаемости является необходимым, но недостаточным. Судя по опыту предыдущих исследований этой проблемы, характеристика сложности залежей углеводородов должна быть более всесторонней.

Определённые Распоряжением Правительства РФ диапазоны проницаемости в категориях ТрИЗ слишком незначительны и сопоставимы с погрешностью оценки этого параметра по керну (рис.7), которая значительно зависит от методики и технологии измерений, применяемых установок, наличия сертификации, поверок оборудования и прочих условий.

В силу значительной погрешности определения проницаемости дифференциация залежей ТрИЗ на категории в значительной степени условна, что подтверждается нелогичными результатами их идентификации по пластам и оценки экономической эффективности для недропользователей.

Следствием применения критериев Минэнерго являются неоднозначные результаты выделения залежей ТрИЗ в данных Госбаланса по месторождениям ХМАО-Югры:

- в категории ТрИЗ попали залежи пластов $АС_{4-12}$, $БС_{7-11}$ и $БВ_{5-11}$, содержащих 48.5% трудноизвлекаемых запасов всех трёх категорий;
- выделенные по критериям залежи ТрИЗ характеризуются значительной долей запасов промышленных категорий и достаточно высо-

кими значениями коэффициентов извлечения нефти, достигающими по некоторым из них величин 0.300-0.488;

- в группе пластов с высокими КИН, в которую входят почти все объекты, за исключением $АВ_1$, $АК_1$ и ДЮК, содержится 46% суммарных начальных извлекаемых запасов промышленных категорий $АВС_1$.

Разработка залежей с такими значениями КИН не должна быть проблемной и сопровождаться дополнительными экономическими стимулами.

Одной из причин неоднозначных результатов, полученных при выделении залежей ТрИЗ, является невысокая достоверность содержащихся в Госбалансе данных по проницаемости коллекторов. Значения проницаемости коллекторов заносятся в Госбаланс (форма 6-гр) компаниями по итогам Госэкспертизы в ГКЗ Роснедра результатов подсчётов и пересчётов запасов нефти месторождений. Поскольку значения проницаемости коллекторов подсчётным параметром не являются, уровень его геологической экспертной оценки невысок, не уделяется должного внимания и при занесении этого параметра в данные Госбаланса.

В результате сложившейся процедуры экспертной оценки параметров и запасов в данных Госбаланса по ХМАО-Югре оказались 1274 залежи, по которым характеристика коллекторов по проницаемости отсутствует, 90% этих залежей находится в распределённом фонде недр округа. Суммарные начальные геологические/извлекаемые запасы нефти этих залежей сопоставимы со всеми категориями ТрИЗ, в которых значения проницаемости определены, и составляют 6283/1766 млн т. На эту группу приходится 3.2% добытой по округу с начала разработки нефти, степень выработки запасов составляет в среднем по всем залежам 35%.

До введения налоговых льгот необходимо как минимум выполнить проверку и корректировку в данных Госбаланса тех параметров (в данном случае проницаемости), на которых

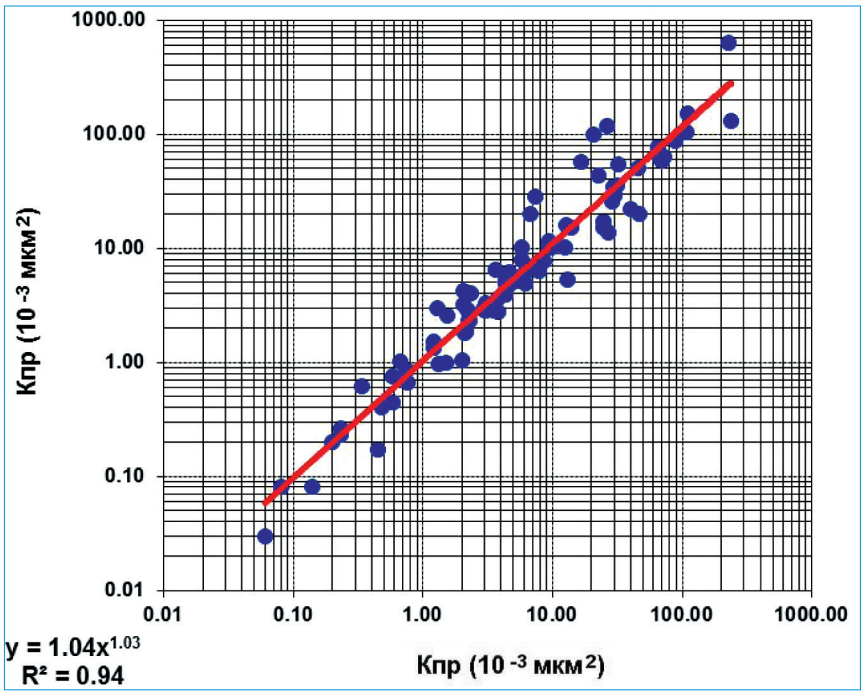

Рис. 7. Сопоставление основных и повторных замеров проницаемости на образцах керна

основывается экономическое стимулирование освоения залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти в ХМАО-Югре.

Второе. Очевидна недостаточность одного параметра, с помощью которого предлагается выделять залежи ТрИЗ, в связи с чем необходимо вспомнить, что наиболее всеобъемлющая характеристика трудноизвлекаемых запасов нефти была дана в разработанной Халимовым Э. М. и Лисовским Н. Н. «Классификации ...», утверждённой ЦКР в 2005 году.

Все геологические и технологические критерии отнесения запасов к трудноизвлекаемым в этой «Классификации ...» объединены в пять групп по геологическим (аномальные свойства нефтей и газов, низкие значения коэффициентов пористости, нефтенасыщенности и проницаемости коллекторов, латеральная и вертикальная неоднородность пластов, свойства различных типов контактных зон), технологическим (выработанность) и горно-геологическим факторам, осложняющим (удорожающим) бурение скважин и добычу нефти.

Для повышения достоверности идентификации залежей ТрИЗ необходима постановка на федеральном уровне научно-исследовательских работ с выработкой методики комплексного учёта всех факторов, осложняющих промышленную разработку этих залежей, а также обоснование необходимых изменений в нормативно-правовые акты недропользования с целью стимулирования освоения трудноизвлекаемых запасов нефти.

УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СТРОЕНИЯ ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА $АС_{9-10}$ ЗАОЗЕРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.А.Ансимова, А.С.Осипенко
(АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им.В.И. Шпильмана»)

По Заозерному месторождению необходимость в уточнении модели строения залежи пласта $АС_{9-10}$ возникла в связи с тем, что геолого-геофизическая информация представлена разрозненными и противоречивыми материалами. После последнего оперативного подсчета запасов, выполненного в 1996 году, пробурена скв.16 в контуре категории $С_2$, а при испытании пласта $АС_{9-10}$ получен приток воды.

Заозерное нефтяное месторождение расположено на территории Кондинского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в 122 км к юго-западу от г. Ханты-Мансийск, в пределах Красноленинского нефтегазоносного района, Красноленинской нефтегазоносной области.

В тектоническом отношении месторождение находится на Заозерном выступе, расположенном в пределах Фроловской мегавпадины.

В результате выполненных ОАО «Хантымансийскгеофизика» сейсмических работ МОВ Кондинской сп 9/68-69 выявлено Заозерное поднятие, а Заозерной сп 13/83-84 оно подготовлено к поисково-разведочному бурению.

Поисковое бурение на Заозерной площади начато в 1985 году. Первая поисковая скв.6 Заозерная была заложена в присводовой части Заозерного поднятия с целью поиска залежей нефти в меловых и юрских отложениях и изучения геологического строения района. К сожалению, не было проведено опробование перспективных объектов в меловых отложениях (пласт $АС_{9-10}$), а при опробовании среднеюрских и доюрских образований притоков нефти не получено.

Месторождение открыто поисковой скв.2, пробуренной и испытанной в 1986 г. В 1986-1989 гг. на Заозерной площади пробурено еще три поисково-разведочных скважины 4, 5 и 7.

Скважины 4 и 5 вскрыли зону замещения пласта $АС_{9-10}$ глинистыми породами. При испытании пласта в этих скважинах притока не получено. В скв.7 пласт не испытан, по результатам интерпретации материалов ГИС характеризуется как водонасыщенный.

Последний оперативный подсчет запасов по пласту $АС_{9-10}$ производился в 1996 году, запасы утверждены ЦК Роскомнедра, протокол № 40-96 от 21.03.1996, г. Тюмень, учтены Государственным балансом и с тех пор не корректировались. При подсчете запасов в 1996 году залежь пласта $АС_{9-10}$ была вскрыта двумя скважинами 2 и 6 на а.о. -2503.4-2576.8 м. При опробовании пласта в скважине 2 получен приток нефти дебитом 5.3 $м^3$/сут при динамическом уровне 1557.5 м. Нефтенасыщенная толщина в скважине 2 составляет 5.0 м. В скважине 6 пласт не испытан, по результатам интерпретации материалов ГИС в разрезе пласта $АС_{9-10}$ выделено 5 м эффективных нефтенасыщенных толщин (подсчет запасов 1996 г.).

ВНК залежи проведенными геологоразведочными работами не выявлен, границы залежи не установлены, с севера, востока и юга залежь ограничена условными линиями подсчета, с запада – условной линией глинизации (рис.1).

После 1996 года на месторождении проб урены две скважины 16 и 17. Результаты испытания скв.16 существенно изменили представления о геологическом строении литологической ловушки и приуроченной к ней залежи. Скважина 16 пробурена в контуре категории $С_2$, а при испытании интервала а.о.-2455.0-2467.0 м получен приток воды дебитом 1.34 $м^3$/сут. Скважина 17 находится в зоне глинизации пласта.

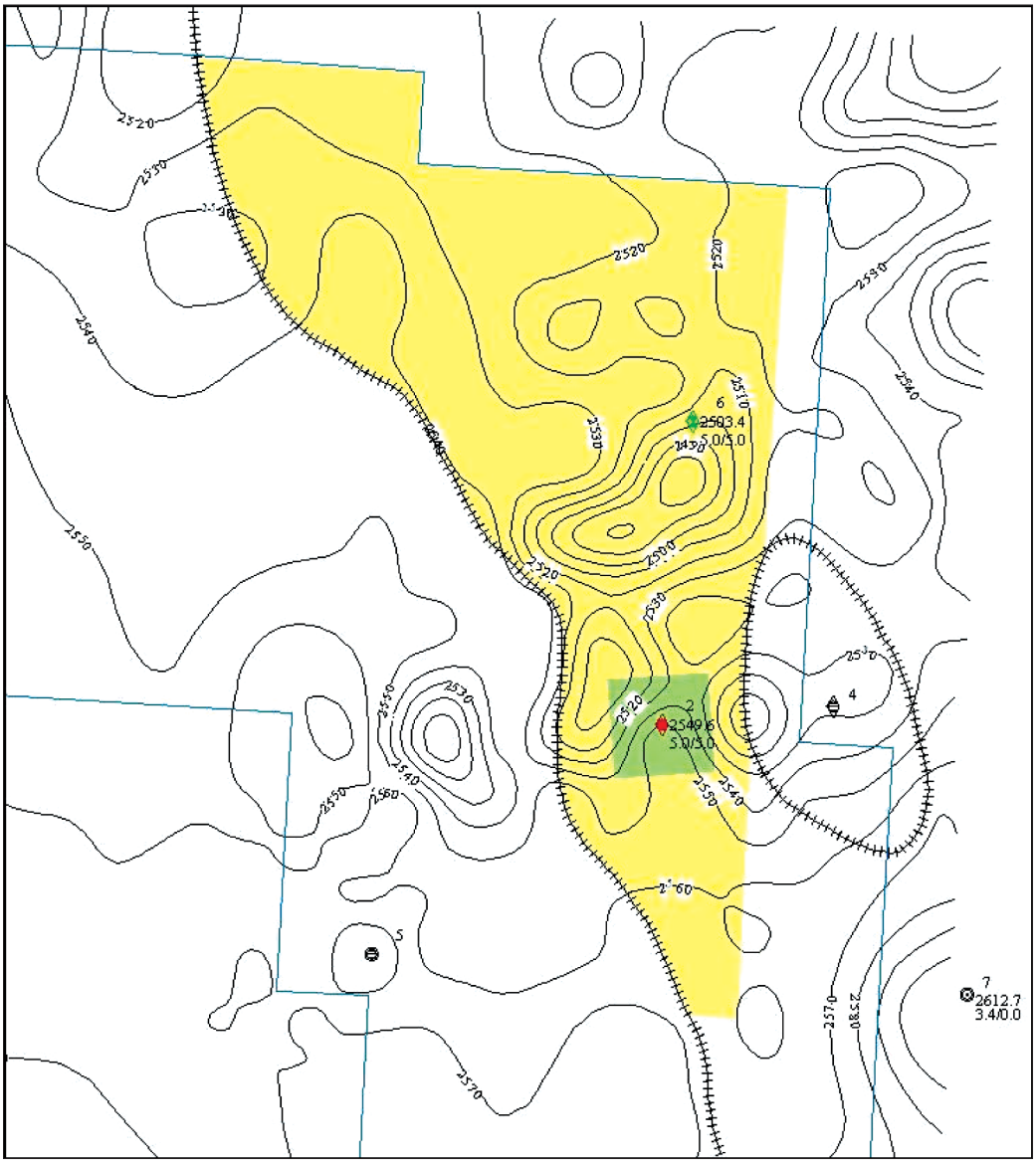

Рис.1. Подсчетный план пласта $АС_{9-10}$ Заозерного месторождения (1996 г.)

Пласт $АС_{9-10}$ на Заозерном месторождении, как и повсеместно в пределах Красноленинской нефтегазоносной области, характеризуется весьма сложным строением, высокой степенью неоднородности строения как по площади, так и по разрезу.

При корреляции разрезов скважин использовался хорошо выделяющийся репер – аргиллиты баженовской свиты (рис.2).

При создании новой модели залежи пласта $АС_{9-10}$ были использованы материалы пяти сейсмопартий, работавших на территории Заозерного месторождения. Территория месторождения изучена сейсморазведочными работами МОВ ОГТ сейсмопартий: 56/1966-1967, Кондинские сп 9/68-69 и 12/84-85, Заозерная сп 13/1983-1984, Восточно-Заозерная сп 13/87-88 ОАО «Хантымансийскгеофизика». На осно-

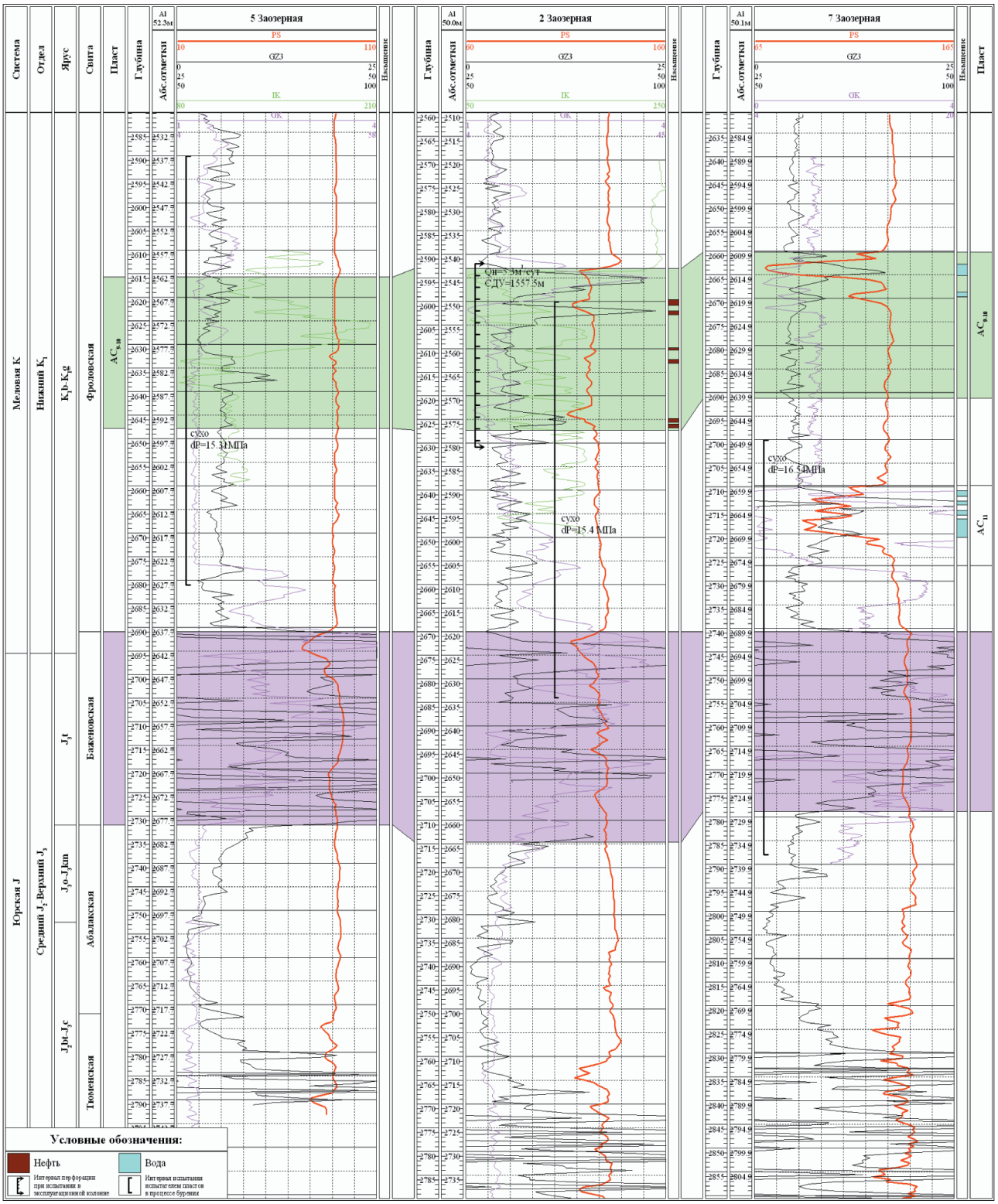

Рис.2. Схема корреляции пласта AC_{9-10} Заозерного месторождения

вании сейсмических материалов построена структурная карта по отражающему горизонту Б (верхняя юра) и затем построена структурная карта по кровле пласта $АС_{9-10}$ (рис. 3, 5).

Пласт $АС_{9-10}$. По уточненной модели залежь продуктивного пласта $АС_{9-10}$ вскрыта единственной скважиной 2 на а.о. – 2549.6-2576.8 м. При испытании в колонне интервала а.о.-2542.0-2581.0 м получен приток нефти дебитом 5.3 $м^3$/сут при среднем динамическом уровне 1557.5 м. По результатам обработки материалов ГИС пласт нефтенасыщен до подошвы. В скважине 2 общая толщина пласта составляет 27.2 м, эффективная и нефтенасыщенная – 5 м.

В скважине 6 пласт $АС_{9-10}$ не испытан, в предыдущем подсчете запасов по заключению ГИС характеризовался неясным характером насыщения и был отнесен к нефтеносным. В настоящем оперативном подсчете запасов отнесен к водоносным, хотя и характеризуется

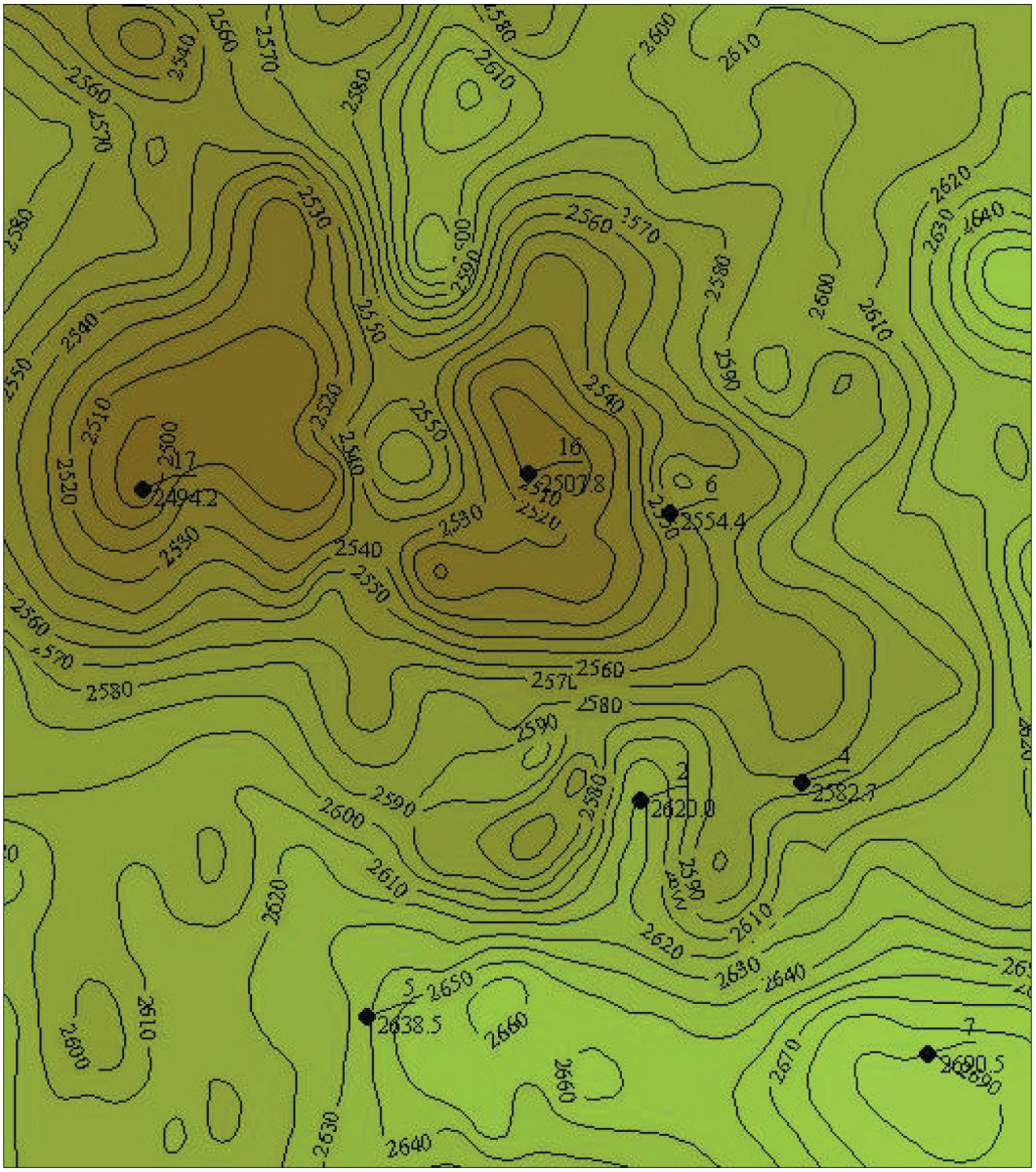

Рис.3. Структурная карта по отражающему горизонту «Б» Заозерного месторождения

неясным характером насыщения из-за маломощных проницаемых пропластков (в основном 0,4-0,6 м). Кроме того, в близлежащей водоносной скважине 16, пробуренной в своде структуры, пласт $АС_{9-10}$ вскрыт на а.о. -2456.7 м, гипсометрически выше на 46.7 м, чем в скважине 6. В скважине 7 характеризуется как водонасыщенный.

Залежь литологически экранированная. В зоне отсутствия коллекторов расположены скважины 4, 5 и 17, в которых пласт заглинизирован. Эта зона отделяет продуктивную скважину 2 и водоносные скважины 6 и 16 (рис. 4).

Водонефтяной контакт в залежи условно принят на а.о. -2576.8 м по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине 2 (испытанием подтверждено получение чистой нефти). Размеры залежи 10.7 × 5.9 км (рис. 5).

Пласт $АС_{9-10}$ охарактеризован керном в одной скважине 2. Из продуктивной части вынесено 3.8 м песчаника нефтенасыщенного. Все отобранные образцы для исследования ФЕС характеризуют непроницаемую часть пласта, пористость в образцах не превышает 10%, проницаемость 0.01 мД.

По керну пласт представлен песчаниками светло-серыми мелкозернистыми с включениями органики, с выпотами нефти.

Запасы нефти категории $С_1$ выделены в районе скважины 2 на расстоянии 1 км от

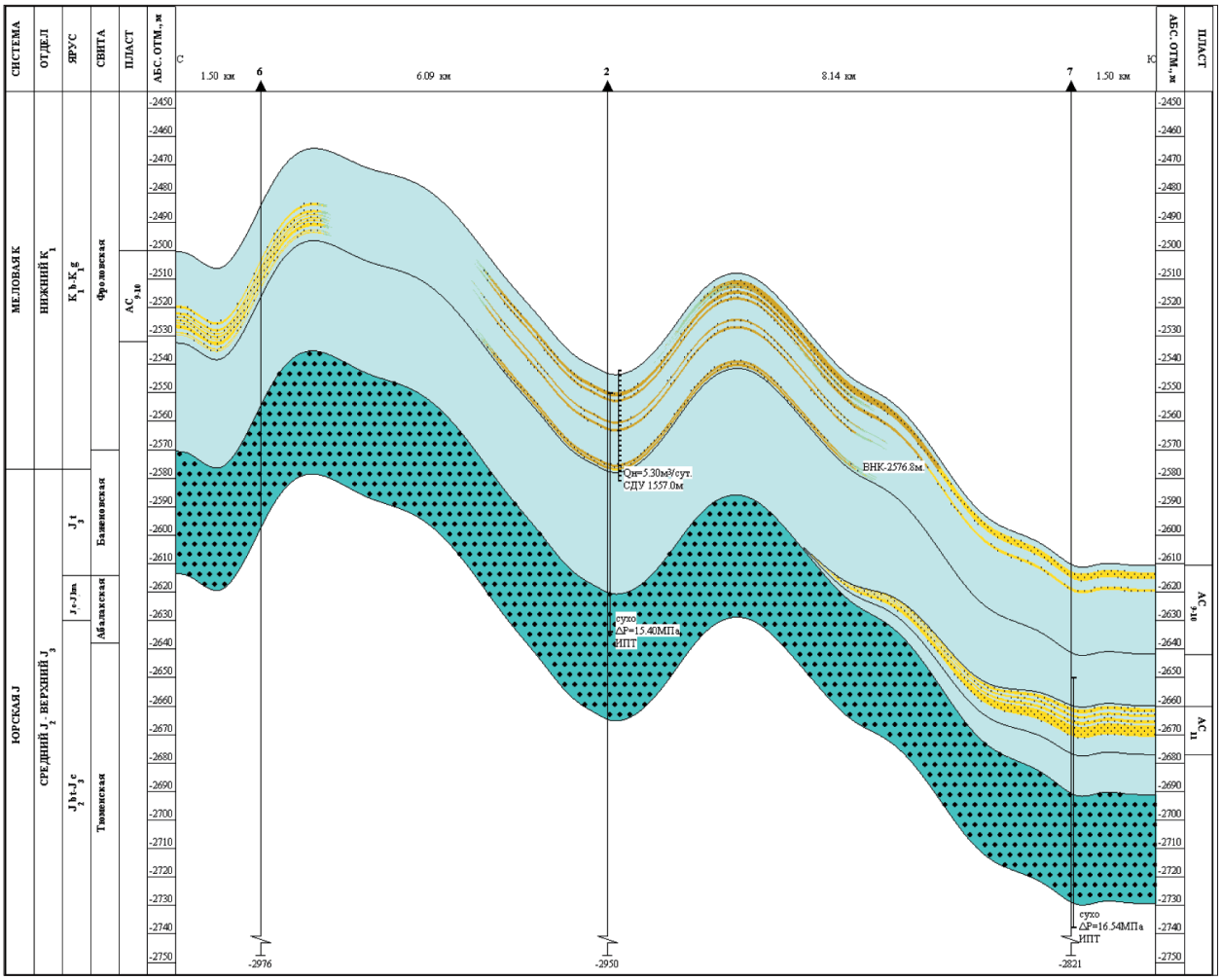

Рис. 4. Геологический разрез продуктивного пласта $АС_{9-10}$ Заозерного месторождения

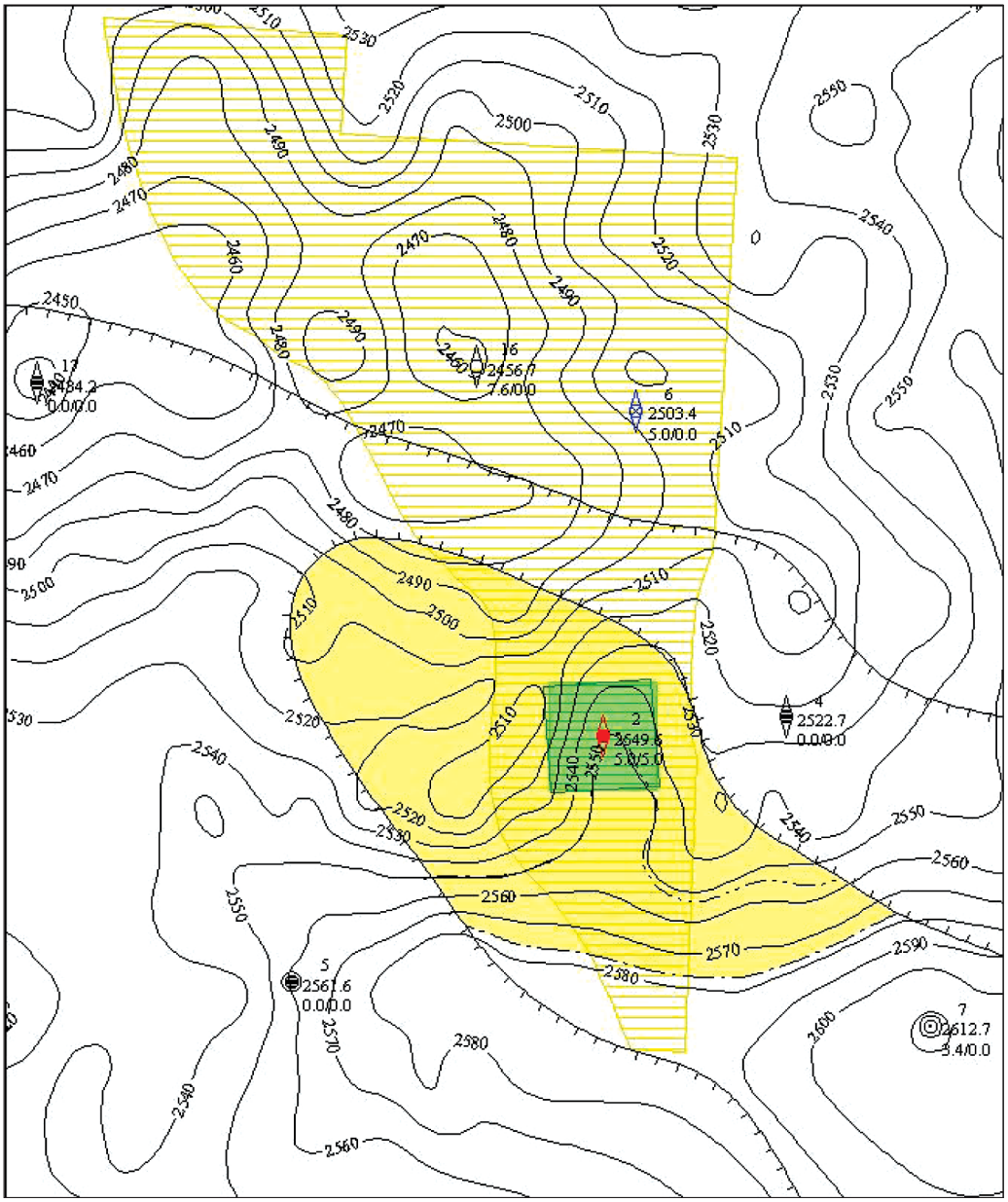

Рис. 5. Подсчетный план пласта $АС_{9-10}$ Заозерного месторождения (2011 г.)

скважины, на остальной части залежи запасы оценены по категории $С_2$ в пределах контура нефтеносности и условной линии глинизации пласта.

Пористость и нефтенасыщенность приняты по результатам обработки материалов ГИС по скважине 2 и составили: Кп=15%, Кн=47%.

Плотность нефти – 868 кг/м^3, пересчетный коэффициент – 0.869, газовый фактор – 90 м^3/т взяты, как и ранее на Государственном балансе, по аналогии с Приобским месторождением.

Коэффициент извлечения нефти составляет 0.20 (утвержден ЦК Роскомнедра в 1996 году, протокол № 40-96).

В ходе выполнения работы проанализировано состояние изученности по Заозерному

месторождению и в связи с тем, что геолого-геофизическая информация не пересматривалась 14 лет, возникла необходимость обобщить и проанализировать весь имеющийся фактический материал. В результате пересмотра выполнена детальная корреляция разрезов скважин, уточнена модель строения залежи пласта $АС_{9-10}$ с использованием данных сейсмических работ и пробуренных скважин на площади после 1996 года, перестроены структурные карты по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных толщин, обоснованы подсчетные параметры, ВНК, выполнен пересчет и переоценка категорий геологических и извлекаемых запасов нефти и растворенного газа. В результате этих работ запасы по категории $С_1$ увеличились на 12% в связи с увеличением нефтенасыщенной толщины, по категории $С_2$ запасы уменьшились на 42%, ввиду существенного изменения площади нефтеносности.

Уточненный оперативный подсчёт запасов продуктивного пласта $АС_{9-10}$ Заозерного месторождения может быть представлен на рассмотрение ФГУ «ГКЗ» Федерального Агентства по недропользованию Министерства природных ресурсов и экологии РФ.

КОСМОДЕШИФРИРОВАНИЕ ХМАО-ЮГРЫ. ТЕКТОНИЧЕСКИ АКТИВНЫЕ ЗОНЫ

А.Л. Клопов (АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользованию им. В.И. Шпильмана»)

В Научно-аналитическом центре рационального недропользования им. В.И. Шпильмана завершены трехлетние (2007-2009 гг.) работы по составлению в масштабе 1:500 000 «Карты тектонически активных (по космодешифрированию) зон территории ХМАО-Югры». На ней выделены круговые, полосовые, площадные (блоковые) деформации предполагаемого сжатия, растяжения, нейтральные и многочисленные линейные деформации (космографическое отображение разрывных структур).

О возможности распознавания на космических снимках (КС) тектонически активных участков земной коры известно с начала появления в арсенале геологов телевизионных снимков Земли. Об этом есть публикации М.А. Артамонова, Е.Н. Исаева, Н.А. Яковлева (1971), В.И. Астахова, В.Я. Ероменко (1974), И.И. Башиловой и др. (1973), Л.М. Зорькина, О.Л. Куузнецова (1978), И.В. Рейнина и др. (1976), Д.В. Скарятина (1978), Н.В. Шаблинской (1979), Н.А. Яковлева, Н.В. Скубловой (1974) и многих других.

Среди них убедителен геодинамический подход Л.Н. Розанова. Так, в журнале «Советская геология» №7,1980 он отмечает, что на участках неотектонических поднятий в условиях растяжения земной коры и повышения ее проницаемости происходит разуплотнение пород и образование вакуума, что приводит к стягиванию флюидов и увеличению влажности пород земной поверхности на таких участках. По его мнению, тектонические поднятия и погружения (в т.ч. и погребенного фундамента) часто отображаются соответственно увеличением и уменьшением плотности тона. Автор, ссылаясь на работу Я.Н. Белевцева и С.С. Быстревской (1978), заключил: чем выше поднятие, тем темнее, гуще фототон на снимке и наоборот .

Интересно объяснение В.С.Юдиным (1982) механизма образования магматогенных кольцевых структур и, что особенно ценно, их дешифровочных признаков [Тр. ЗапСибНИГНИ, вып.175, 1982]. По его представлениям, магматические интрузии создают аномальное давление на вмещающие породы и значительное повышение температур. Растягивающие касательные напряжения, возникающие в результате внедрения интрузии, вызывают повышенную проницаемость вышележащих пород, что способствует проникновению в поверхностные слои летучих компонентов, поступающих как из магматического очага, так и зоны метаморфизма. Приносимые ими в приповерхностные слои и атмосферу тепло и соответствующие химические элементы вызывают аномальные явления в элементах ландшафта. На космофотоизображении такое образование создает аномальный – темный, относительно ровный фототон по всей занимаемой им площади и более колоритный по контуру, а рисунок фотоизображения отличает радиальная ориентировка его линейно-вытянутых микроформ [с.102].

Объяснение природы кольцевых структур, отдешифрированных в Западной Сибири, есть в работе В.Г. Лобода и О.П. Огородниковой, опубликованной в трудах ЗапСибНИГНИ, вып.186, 1983. По мнению этих авторов, сложная картина наблюдаемых на карте результатов космодешифрирования прямолинейных и кольцевых линеаментов отражает очаговое строение геодинамического поля. Такой характер тектонического возмущения обусловливает возникновение кольцевых линеамен-

тов, в центре которых следует ожидать наличия предопределяющих «плюс-блоков», а по периферии – «минус-блоков». Блоки разделены разломами, представляющими собой зоны повышенной гидрохимической «вентиляции». Благодаря этому свойству они проявляются в ландшафте и читаются на космоснимках [с.41].

Необычен механизм космографического «просвечивания» глубинных структур юго-запада ЗСП, предложенный Д.П. Куликовым в том же сборнике трудов ЗапСибНИГНИ. Блоки фундамента со значительным дефицитом плотности слагающих их пород (гранитоиды, гнейсы) под действием изостатических сил постоянно вытесняются вверх (всплывают), воздействуя на перекрывающие их осадочные толщи чехла наподобие штампа. Блоки с избыточной плотностью магматических пород (основных и ультраосновных) в результате действия тех же сил, постепенно погружаются создавая в чехле отрицательные структуры. Такие блоковые перемещения выражаются в современном рельефе и находят отображение на космических снимках в виде площадных кольцевых объектов [с.66].

Дешифрирование тектонически активных линейных и площадных структур возможно и на более детальном масштабном уровне изучения.

Так, В.Б. Соколова, выполняя в 1990-1994 гг. картирование (нетрадиционным космофотометодом) структурных этажей в районе Вынгапуровского месторождения, выявила надвиги, сдвиги, сбросы в доюрском фундаменте. Автор заключила: «*Формирование стержневого разлома, разделяющего территорию на возвышенную и погружающуюся части, шло в следующем порядке: в юрско-триасовый период он представлял собой перегиб с тенденцией к растяжению; в позднеюрскую эпоху – сбросо-сдвиг...*» [6].

Результаты космодешифрирования, выполненного в районе Белогорской Оби (Г.С. Бурлакова, 1984), дали информацию о структурно-тектоническом строении региона, отличающуюся от традиционных представлений. В частности, выявлена и в дальнейшем геофизически подтверждена крупная разрывная структура с геодинамически напряженными участками – грабен северо-западного простирания [Тр. ВНИГРИ, вып.252, Л., 1984].

Аэрокосмические исследования Красноленинского свода (В.М. Перерва и др., 1994) регионально установили его интенсивную тектоническую напряженность, выраженную в дроблении на мелкие (в среднем 4×6 км) блоки и образовании многочисленных разрывных нарушений. По мнению авторов, активизация этих разрывов выразилась не только в возобновлении вертикальных перемещений тектонических блоков, но и в проявлении флюидогеодинамических процессов в зонах разломов, что обусловило гидротермальные изменения пород [Геология нефти и газа. – 1994. – №3].

На геодинамическом полигоне Самотлорского месторождения комплексными многолетними исследованиями подтверждена выявленная космодешифрированием (О.С. Мартынов, 2005) «мульда оседания». Она установлена по выделению динамически напряженных зон (ДНЗ), являющихся проекцией на дневную поверхность глубинных разломов. Структура тектонически весьма напряжена: максимальное число из 1509 сломанных (вышедших из строя из-за деформации) колонн располагаются в блоках, которые претерпевают максимальные вертикальные просадки при формировании мульды оседания; просадки земной поверхности достигают 100 мм/год, максимальные значения подъема – 50 мм/год [Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. VIII науч.-практ. конф., 2005].

В целом, отмеченные в данном обзоре материалы позволяют считать реальным выявление тектонически активных зон методом космодешифрирования.

Следует заметить, что такие зоны (области сжатия и растяжения, блоки, разрывы сбросо-сдвиговой кинематики, круговые и кольцевые структуры) выделялись не только дистанционно.

Зоны напряженного состояния земной коры Западной Сибири изучал И.Д. Песковский. Он отметил, что преобладающим развитием на уровне глубин, занимаемом в платформенном чехле и кристаллическом фундаменте, пользуются зоны сжатия.

По данным Ю.В. Филипповича (2001), сейсморазведочными работами МОГТ (сп 16/97-98) на юго-западном склоне Танловского вала в районе Северо-Комсомольского месторождения «*выявлена уникальная для Западной Сибири тектоническая структура – эшелонированное грабенообразное проседание пород мелового возраста кольцевого типа. Строение этого геологического объекта в общих чертах напоминает кимберлитовые «трубки взрыва» Якутии*» [7].

На соседней юго-восточной части Западной Сибири изучением по данным сейсморазведки тектонически напряженных зон нефтегазоносных структур занимались В.Н. Устинова, В.Г. Устинов. В их публикации (2004), в частности, отмечено, что скопления углеводородов на поднятиях концентрируются существенно в зонах сжатия, в обрамлении которых выявляются локальные зоны разуплотнения [Геофизика, 2004, №1].

Е.Д. Глухманчук и А.Н. Василевский (2005) по результатам структурно-деформационного анализа результатов сейсморазведочных работ более 30 месторождений Западной Сибири пришли к выводам: «*Проявление блоковых движений вызвано главным образом действием неравномерных горизонтально ориентированных сжимающих напряжений... Положительные локальные складки являются лобовыми складками разрывных структур взбросового типа, сформированными в результате горизонтальных сжимающих напряжений*» [1].

В материалах Международной академической конференции опубликована работа В.Н. Воронова и И.В. Шпурова, в которой рассмотрены результаты целенаправленного геофизического изучения напряженно-деформационного состояния земной коры в пределах Сургутского и Вартовского нефтегазоносных районов [ЗапСибНИИГГ, 2008]. Оказалось возможным оконтурить и протрассировать области, зоны и локальные участки преобладающего проявления деформаций, обусловленных сжатием и растяжением. «Основные области сжатия, уверенно фиксируемые по материалам сейсмопрофилирования, располагаются в пределах основных сводовых поднятий, ... разделенных и ограниченных котловинами ... и седловинами, для которых характерно проявление растяжений». Составляющими этих областей являются зоны и локальные участки. Кроме того, авторами выделены напряженно-деформационные узлы и участки проявлений землетрясений и аварийных ситуаций на компрессорной станции.

С подобной направленностью (объекты сжатия, растяжения и пассивности) и была составлена «Карта тектонически активных зон территории ХМАО – Югры», уменьшенные до масштаба 1:2 000 000 фрагменты которой приведены на рис.1,2.

Космографически зафиксировано множество разноглубинных и многопорядковых площадных и линейных проявлений динамической напряженности (предполагаемой) земной коры.

Среди них оригинальностью очертаний выделяются «**круговые деформации**». Их около шестидесяти. К первому рангу (трансрегиональные) отнесено шесть таких структур положительного знака (предполагаемого сжатия). Две структуры выявлены на Урале.

В северной части Урала расположен Ляпинский круговой объект, впервые отдешифрированный автором в 1979 году. По данным И.Д. Песковского (1980), выполнившего классификацию источников гравитационных аномалий, отождествляемых с геологическими структурами, находящими отражение в виде дешифрируемых «кругов», основание Ляпинской структуры залегает на глубине 6 км [8]. Природа этого трансрегионального «круга» объясняется наличием древнего (дорифейского) гнейсового купола, представляющего собой «обломок» древнего кристаллического основания, на котором развивались структуры складчатого Урала. Купол играл роль жесткого остаточного массива, от которого зависело расположение структурно-формационных зон не только байкалид; с Ляпинской круговой структурой связан резкий коленообразный изгиб палеозоид Урала.

Южнее закартирован еще один положительный «круг» – Ятринский (I на рис.1). Рассматривается, как и предыдущий, круговым реликтом дорифейского фундамента. Восточная

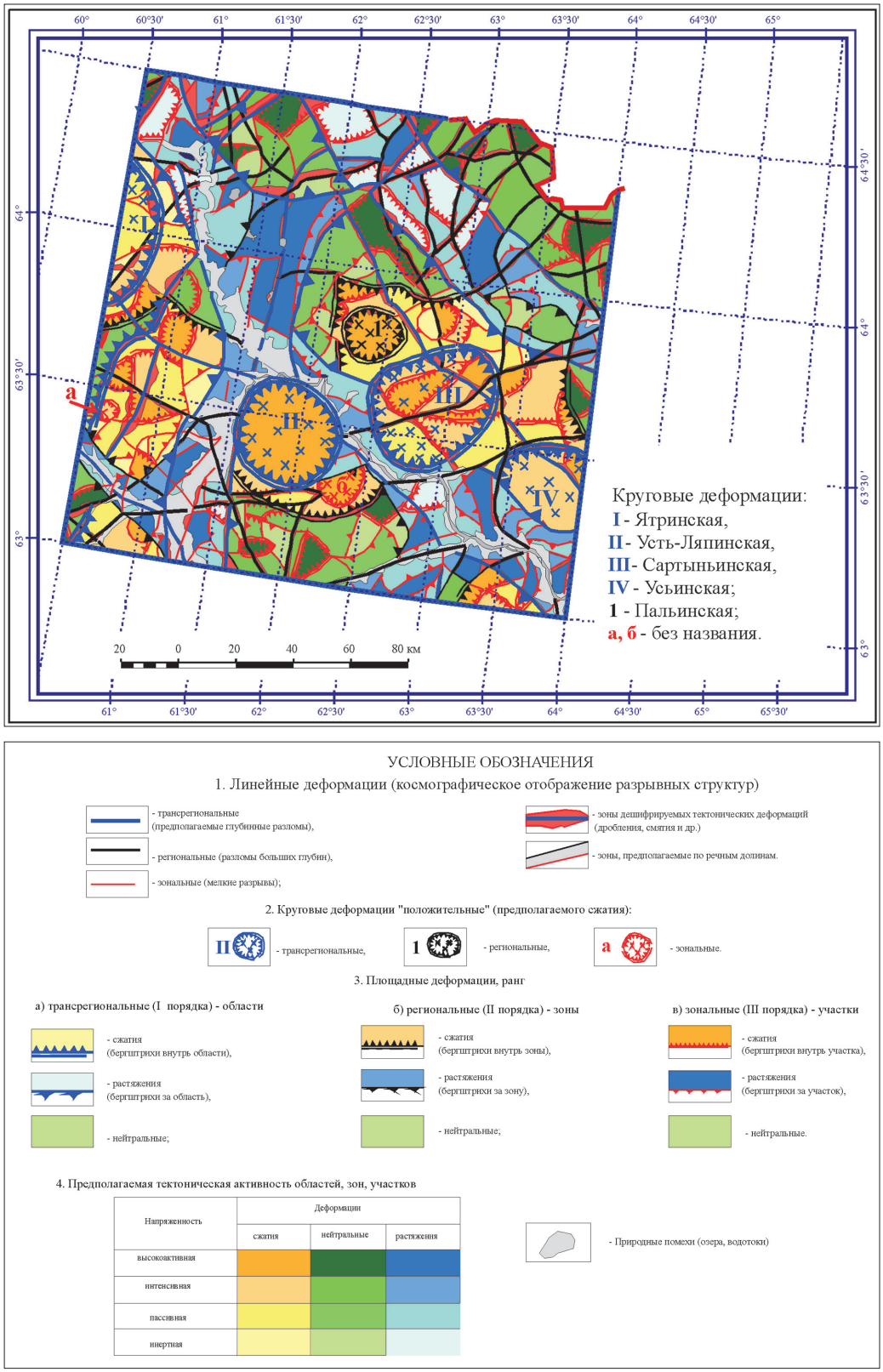

Рис.1. Фрагмент карты тектонически активных зон территории ХМАО-Югры. Западная часть округа. Составил А.Л. Клопов, 2009 г.

часть этой структуры, скрытая под мезозойско-кайнозойскими отложениями, считается автором перспективным объектом для нефтегеологического изучения.

В Приуральской части территории Югры космодешифрированием выявлены три трансрегиональные круговые деформации: Усть-Ляпинская диаметром 40 км (с номером II на рис.1), Сартыньинская – около 50 км и Усьинская – 40 км (IV на рис.1). Они интерпретируются как зоны тектонического сжатия над древними гнейсовыми куполами и являются, по мнению автора карты, перспективными для нефтепоиска.

Предполагаемый реликт дорифейского основания, космографически отображенный трансрегиональной круговой деформацией сжатия, расположен в Кондинской части западной территории ХМАО-Югры. Этот Убинский объект с диаметром около 50 км рассматривается автором как нефтеперспективный.

Восемь из 11 региональных (второго порядка) «кругов» отдешифрированы как положительные, три – как отрицательные (предполагаемого растяжения).

В пределах Урала закартирован так называемый Яротинский «круг» диаметром около 30 км, который отображает древний гранитогнейсовый купол. На низменной части Приуральской территории округа отдешифрирован Пальинский положительный «круг» диаметром около 20 км (черный на рис.1). На западную территорию попадают региональные круговые деформации сжатия: Амнинская (на северном склоне Сибирских Увалов), Хуготская диаметром около 30 км, Большетапская, Северо-Андреевская; на восточную – Левосабунский положительный круговой объект диаметром более 30 км. Они интерпретируются как следы столбообразных структурно-литологических неоднородностей палеозойского фундамента.

Большинство (34 из 39) зональных «круговых деформаций» (красные на рис.) фиксирует участки положительного знака – предполагаемого тектонического сжатия, 5 – отрицательного (растяжения).

Геологическая природа таких «колец», как уже отмечалось в 1980 году [8], многообразна (от метеоритного до мантийного). Нередко к ним приурочены промышленные скопления УВ-сырья.

Так, М.И. Кострюков, В.И. Гридин (1970) выделили Новомолодежное, Тагринское, Новоаганское и Сикторское поднятия при дешифрировании по кольцевым и эллипсоидным в плане формам и элементам рельефа; на этих структурах сейчас разрабатываются крупные скопления УВ-сырья.

По Р.М. Бембелю (2000-2002), картируемым на дневной поверхности круговым и кольцевым структурам отвечают на глубине столбообразные геологические объекты – субвертикальные зоны деструкции или СЗД. По СЗД наиболее часто выходят геосолитоны – солитоноподобные устойчивые уединенные волны полей Земли, выходящие из глубинных геосфер через литосферу и атмосферу в космическое пространство. Именно в осевой части геосолитонной трубки отмечается и максимальный диапиризм, что приводит к образованию конических форм рельефа при всех видах вулканизма, структуро-и горообразования [Вестник недропользователя ХМАО, 2002, №10].

Р.И. Медведский и Ш.Ш. Мавлютов рассматривали такие столбообразные глубинные структуры и объяснили причину их дистанционного опознавания в виде «колец». «*Жесткие ядра столбов разделяются полосами деструкции шириной 200-500 м ... Пересечение этих полос с низкопроницаемым коллектором приводит к появлению зон, в которых регистрируются относительно высокие дебиты... Кроме того, полосы деструкции представляют собой каналы для периодического (в моменты повышения напряжений в земной коре) отвода газов углеводородов, которые, благодаря фотоиндикации, обнаруживаются на космоснимках земной поверхности*» [4].

Возможно, такую же природу имеет круговой объект (рис.2), закартированный в 40-50 км севернее Нижневартовска. Как нефтеперспективный, он был отдешифрирован еще в 1978 году и назван Вартовским – II. По расчетам И.Д. Песковского, его поверхность находится на глубине 2 км, а основание залегает на глубинах более 10 км [8].

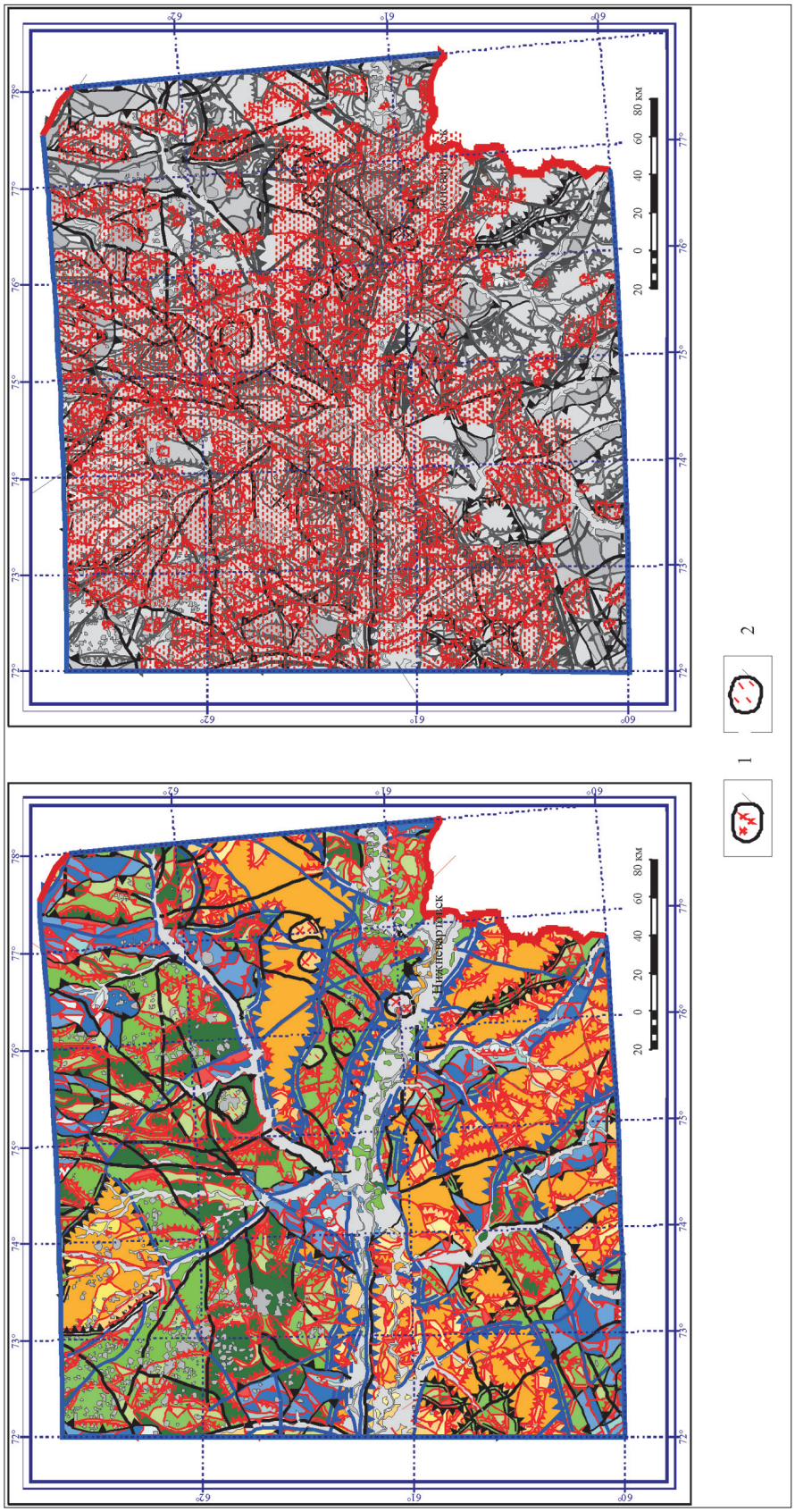

Рис.2. Тектонически активные зоны и нефтяные месторождения Сургутско-Нижневартовского района. Зональные круговые деформации: 1 – сжатия (стрелкой указан «круг» Вартовский II, рекомендованный в 1981 году для нефтегеологического изучения), 2 –растяжения

(продолжение условных обозначений см. на рис.1)

Карта линейных и кольцевых космографических элементов Аган-Вахского междуречья (В.В. Боровский, А.Л. Клопов, В.Г. Лихотин), куда входит этот «круг», вместе с пояснительной запиской была принята Ханты-Мансийским геофизическим трестом как рекомендация ЗапСибНИГНИ (1981). В текстовой ее части отмечено, что первоочередного внимания заслуживает кольцевой объект, отдешифрированный нефтеперспективным в 45 км севернее озера Самотлор; он отчетливо распознается на всех снимках, имеющих различные разрешающую способность, уровень генерализации и спектральный диапазон. Через несколько лет прогноз подтвержден открытием здесь северного фланга Самотлорского месторождения.

Известны случаи «геофизического» дешифрирования крупных «колец», «кольцевых зон», отображающих скрытые на глубине скопления УВ-сырья.

Так, очень крупное (325×375 км) нефтегазоносное «кольцо» на севере Западной Сибири было выявлено М.Н. Смирновой [Геология нефти и газа. – 1997. – №9]. Эта кольцеобразная в плане структура, названная автором Уренгойской, выраженная в рельефе, обладает центральной симметрией и состоит из центрального поднятия (Уренгойского) и двух кольцевых валов: внешнего и внутреннего, с которыми связаны такие крупнейшие газовые месторождения, как Медвежье, Ямбургское и др. М.Н. Смирнова считает глубинным образование Уренгойской кольцевой структуры: внедряющийся «раскаленный» астенолит вызывает частичное разрушение верхней мантии и потерю устойчивости окружающих и покрывающих пород; этот процесс имеет «поршневой» характер и способствует, с одной стороны, миграции флюидов, с другой – ведет к потере массы и энергии, благодаря чему местность опускается и образуется мощный осадочный бассейн кольцевой формы с «живой» тектоникой и флюидодинамикой.

Там же (на севере) отмечались (В.Н. Бородкин и др., 2006) инверсионные кольцевые структуры (ИКС). «*Наибольшее количество этих структур установлено в Большехетской впадине, а также в Усть-Енисейском районе...*» [2]. На базе геофлюидодинамической модели авторы публикации представили геологическую интерпретацию ИКС: «*Эти структуры представляют собой локальные кольцевые поднятия по горизонтам неокома..., превращающиеся во впадины по юрским горизонтам (ниже ОГ Б)*». *Формирование ИКС «связано с зонами деструкции (разуплотнение пород), по которым происходила миграция УВ и формирование в среднеюрских отложениях залежей с АВПД*». Миграция сопровождалась интенсивными геохимическими изменениями вмещающих пород, создавая ландшафтные аномалии, фиксируемые на КС изменениями фототона.

В.И. Пятков и А.Г. Кузнецов при обобщении материалов сейсмических съемок Шаимского нефтегазоносного района в 2001 году охарактеризовали положительные «кольца», выделенные среди тектонических элементов поверхности доюрского основания: Даниловское кольцо радиусом около 20 км в районе Даниловских, Тальниковского, Казанского месторождений; другое кольцо радиусом 50 км включает Иусское, Узбекское, Убинское, Филипповское, Лазаревское, Сыморьяхское месторождения; третье кольцо радиусом около 80 км включает месторождения Шаимского мегавала; Красноленинский свод разделяется на Ем-Еговско-Пальяновское кольцо и субмеридиональный вал, который включает еще три сопряженных кольца с близкими размерами (около 40 км в диаметре) [Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. IV науч.-практ. конф., 2001].

Таким образом, положительные «круговые деформации» (сжатия) второго и третьего порядков можно рассматривать как перспективные для нефтегеологического изучения. При этом особенного внимания заслуживают «круги сжатия» в слабоизученной восточной части ХМАО-Югры (от меридиана 80°30’). В западной части округа значительный интерес представляет трансрегиональный круг в районе Люлимворской возвышенности (цифра II, рис.1); этот объект (Усть-Ляпинский) «виден» практически на всех материалах космофотосъемки; им определяется резкий коленообраз-

ный разворот Северной Сосьвы. Возможно, что он имеет геосолитонную природу.

Тектонически напряженными считаются и «круги растяжения». В числе 8 «круговых деформаций» отрицательного знака (3-региональные, 5-зональные) возможны «диапировые структуры проседания» (по Т.Ф. Колмакову). Возможно, что Зеленоборский региональный «круг», а также Левдымский и Правосабунский, как и отрицательные зональные круговые объекты (рис.2), могли образоваться благодаря так называемому сейсмодиапировому механизму передачи на дневную поверхность информации о локальных положительных структурах чехла и фундамента. Округлые, кольцевые в плане и воронкообразные в разрезе диапировые сейсмоструктуры выделял Т.Ф. Колмаков при изучении материалов сейсморазведки Красноленинского свода: «*На разрезах профилей, проходящих через сводовые части структур, отчетливо вырисовываются провалы отражающих горизонтов, приуроченных к основанию верхнемеловых отложений. В более глубоких горизонтах платформенного чехла (интервал Б-А) им соответствуют зоны резкого затухания записи отражений или несогласные формы залегания отображающих горизонтов тюменской и баженовской свит. По периферии структур в таких случаях часто наблюдаются сбросы и надвиги*» [3]. Исследователь заключил, что отмеченные структурные формы, особенно характерные сбросы на крыльях структур и суживающиеся к низу области проседания над их куполами, можно рассматривать как результат диапиризма, порожденного силами сжатия, вызванными перемещениями земной коры.

На структурной карте поверхности доюрского основания В.И. Пятков, А.Г. Кузнецов (2001) зафиксировали отрицательную структуру в виде правильного круга (Фаинская котловина), осложняющего строение Нижневартовского свода.

Не исключено, что эти отрицательные «круги» могут быть следами палеовулканов (кальдеров), выделяемыми «*как в юрских породах по отражающему горизонту Б в волновом сейсмическом поле, так и в современных ландшафтах на космических снимках Урненского, Усть-Тегусского, Пихтового и др. нефтяных месторождений*» [5].

«Полосовые деформации» (вытянутые узкие зоны) рассматриваются космографическим отображением зон грабенов, горстов, а также сбросов и надвигов. По А.И. Тимурзиеву, изучавшему по данным сейсморазведки и анализа линеаментов напряженно-деформированные структуры севера Западной Сибири (2009), грабены и сбросы – прямые индикаторы напряжений и деформаций растяжения, горсты и надвиги-сжатия.

Эти элементы обычно дешифрируются как ограничения блоковых структур. Такие краевые зоны, по данным А.В. Радченко и др. (2009), при расхождении блоков создают узкие полосы понижения дневной поверхности (долины рек, русла ручьев и т.д.). Краевые зоны при сжатии отвечают положительным формам рельефа (валы, бугры и т.д.). «*Спрямленные границы краевых зон, обозначенные линеаментами, зачастую отвечают проекциям разломов на поверхности современного рельефа. Такие проекции в границах деформаций соответствуют динамически напряженным зонам (ДНЗ)*» [5].

Наиболее протяженные «полосовые деформации» пересекают территорию округа по крупным речным долинам: Казымской, Обской, Вахской, Северо-Сосьвинской, Кондинской, Иртышской, Большеюганской. Это в основном трансрегиональные разрывные структуры отрицательного (в большинстве) знака – растяжения.

Самая северная из них, имеющая широтное направление, закартирована в долине р.Казым с восточным продолжением в ЯНАО (по верховью р. Пякупур). Прерываясь в районе пос. Белоярский и Березово долиной Оби, эта (Казымская) зона протягивается в сторону Урала через низовья р. Вогулка (см. рис.1), верховья р.Кемпаж и р.Нияю (низовья), «упираясь» в отмеченный выше Ляпинский «круг». Интерпретируется зоной растяжения. Имеет неоднородное строение: помимо площадных элементов отрицательного знака, здесь зафиксированы нейтральные и даже положительные (сжатия) участки и зоны. Кроме

Березовского, Чуэльского, Кислорского и северных флангов Верхнеказымского, Ватлорского и Северо-Ватлорского месторождений, приуроченных к тектонически нейтральным космографическим зонам и участкам, промышленных скоплений УВ-сырья в ее пределах не обнаружено.

Отмеченная структура является припограничной с известной (В.П. Маркевич, 1968) Сосьвинско-Вэнгапурской надпорядковой широтной зоной. В пределах ХМАО-Югры зафиксированы ее сегменты, отдешифрированные зонами сжатия. Сейчас она больше известна как Увальская, или Сибирско-Увальская зона разломов. По Е.В. Голубеву и Н.А. Шепелевой (2009), эта зона имеет режим сжатия; она моложе Обской и Енисейской (не проникает западнее Оби и восточнее Енисея); Пурский разлом пересекает Сибирско-Увальский под прямым углом, что говорит о формировании их в одно время [Горные ведомости, 2009, №1]. Зона рассматривается как нефтеперспективная на всей ее протяженности, в том числе и на восточной части округа.

Южнее расположена менее протяженная зона отрицательного знака (растяжения), отдешифрированная (см. рис.1) по долине р.Ляпин (от пос. Саранпауль) и р.Сев.Сосьва (до Игрима). Эта (Ляпинская) структура ограничена на западе и востоке меридиональной и субмеридиональной космографическими (полосовыми) структурами. Прогнозируется бесперспективной для нефтепоиска.

Наиболее протяженной и широкой является Вахско-Среднеобская зона, проходящая по долине Оби в широтном направлении от Ханты-Мансийска до Нижневартовска, где она интерпретируется как положительная (сжатия). Космографически продолжается на восток долиной р.Вах и пересекает восточную границу ХМАО-Югры. Этот Вахский широтный сегмент рассматривается трансрегиональной зоной тектонического растяжения, где не прогнозируются промышленные скопления УВ-сырья. Совпадает с одним из известных планетарных линейных элементов – так называемых критических параллелей. По В.С. Старосельцеву (2007) – это Транссибирский [Ts] региональный элемент критической широты 62°. В.Б. Писецкий (2008) установил, что вдоль элемента Ts фиксируется очевидный сдвиговый процесс. Подтверждают существование критической широты Ts материалы меридиональных сейсмопрофилей 107, 109 и речного профиля по р. Вах.

Интерпретация Обского широтного сегмента данной зоны (Вахско-Среднеобской) противоположна последним результатам морфотектонических исследований. Е.В. Голубев, Н.А. Шепелева (2009) в центре этой полосы зафиксировали расширение и посчитали его морфологическим признаком раскрытой трещины эллиптической формы, возникающей за счет растяжения.

Не менее значительной (по протяженности) закартирована субширотная и дугообразная (в Кондинском районе) зона отрицательного знака (растяжения), западный сегмент которой известен как Леушинско-Демьянская зона глубинного разлома (Д.П. Куликов, 1982). Она прослеживается по долине р. Няйс, верховью р. Тапсуй (пос. Тимкапауль), по р. Ейтья (пос. Пионерский), по долине р.Конда (пос. Леуши, Кондинское) через устье р.Катым; ее разрывной характер установлен по геофизическим материалам (В.Н. Воронов, 1988). Восточный сегмент этой трансрегиональной полосы зафиксирован от устья р.Демьянка и далее по трассе Салым-Угут-Покур в сторону Нижневартовска (рис.2); известные здесь нефтяные месторождения оказались на участках, отдешифрированных нейтральными и положительными (сжатия).

Кроме рассмотренных четырех крупных тектонических зон (первого порядка) космографически выделены немногочисленные разрывные структуры меридионального направления. Наиболее протяженная из них – Приуральская расположена на западе округа, трассируясь долинами рек Хулга, Ляпин, Сев. Сосьва (рис.1), Тапсуй. Отдешифрирована с отрицательным знаком (растяжение). Отображает продольную рифтовую структуру, выделенную В.Н. Вороновым (2003). Совпадает с Серовско-Маукской шовной зоной (по К.С. Иванову, Ю.Н. Федорову и др., 2004), которая

отделяет палеозойские вулканогенные комплексы от триасовых эффузивно-осадочных образований Северо-Сосьвинского грабена, образовавшегося, как полагают авторы, в результате субширотного растяжения региона и опускания его северных частей, которые сформировали сначала систему триасовых грабенов Западной Сибири, а затем и весь Западно-Сибирский нефтегазоносный мегабассейн [Горные ведомости, 2006, №8].

На широте пос. Саранпауль две «отрицательные» зоны (Ляпинская, Приуральская) нарушены положительной структурой – крупной (I ранга) кольцевой деформацией предполагаемого тектонического сжатия (номер II на рис.1); она совпала с геологической – реликтом дорифейского фундамента, по В.А. Душину и О.П. Сердюковой (2005). Эта Приуральская часть представляет, по мнению автора, значительный нефтепоисковый интерес.

На востоке округа отдешифрирован, в частности, по долине р.Колекъеган с космографическими признаками растяжения, меридиональный сегмент известного Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта.

Отмеченная выше Вахско-Среднеобская широтная зона в районе Ханты-Мансийска сдвинута сегментом крупной меридиональной тектонической зоны отрицательного знака – Кушмурунского грабен-рифта [8]. Рифт продолжается в северо-западном направлении по долине Оби до пос. Березово с последующим меридиональным продолжением на север, разрушая непрерывность Сосьвинско-Вэнгапурской широтной зоны; это грабен, который лучше называть Нижнеобским. По Е.В. Голубеву и Н.А. Шепелевой (2009), данная структура сформировалась в условиях субмеридионального растяжения и сжимающего давления по субширотной оси со стороны Уральской горной цепи.

Всего же полосовых проявлений прогнозируемой динамической напряженности (и «нейтральности») закартировано значительно больше рассмотренных; региональных (рис.1,2) зафиксировано на порядок выше, зональных – почти на два.

Остальную часть (помимо «кругов» и «полос») территории ХМАО-Югры (если не считать открытого Урала) занимают космографические «**площадные** (блоковые) **деформации**». Они классифицированы на три порядка: области (трансрегиональные), зоны (региональные) и участки (зональные). По предполагаемой тектонической напряженности выделяются морфоструктуры сжатия, растяжения и нейтральные (фоновые). Первые из них представляют наибольший нефтепоисковый интерес.

На составленной карте тектонически активных зон округа можно различить как минимум 13 <u>областей</u> положительного знака – сжатия. Шесть расположены на Приуральской территории округа. На четырех из них отсутствуют месторождения УВ-сырья, и они рекомендуются автором для первоочередной детализации. Это южный фланг так называемой Сыня-Вогулкинской (на левом берегу Оби в припограничье с ЯНАО) морфоструктуры, Огурья-Сартыньинская, Ятрия-Пелымская меридиональная в Приуралье и Куминская (на правобережье Конды) области. В пределах Люлимворской и Красноленинской космографических областей прогнозируемого тектонического сжатия нефтегазоносность установлена.

Восточнее закартированы Полуйская (на севере), Белогорско-Увалистая, Аганская (на правобережье Оби), Салымско-Большеюганская (см. рис.2) и Кульеганская (на левобережье) области. Только на восточном сегменте первой из них не выявлены нефтегазоносные земли.

На востоке округа зафиксированы две «положительные» области. Первая морфоструктура сжатия, условно (как и предыдущие) названная Верхнетазовской, отдешифрирована в северной припограничной (с ЯНАО) части территории тремя сегментами. Вторая область предполагаемого тектонического сжатия выявлена на юге. Названная Вахской (левобережной) эта морфоструктура по сравнению с первой не только значительна, но и более дифференцирована. Она рекомендуется для первоочередного изучения как нефтеперспективная.

Крупных морфоструктур отрицательного знака – растяжения несколько меньше (10 шт.). Наиболее значительная из них закартирована в западной части округа на территории Кондинской низменности. Гораздо меньшую площадь занимают эти области в центре, на правобережье Оби, в Сургутской низине. На востоке ХМАО-Югры большую территорию занимает так называемая Вахско-Кулынъигольская область возможного тектонического растяжения. Области рассматриваются автором в целом как бесперспективные.

Тектонически неактивными, пассивными интерпретируются 24 нейтральные космографические области.

Границами областей являются трансрегиональные полосовые (краевые зоны) и линейные элементы, рассматриваемые космографическим отображением глубинных разломов.

Отмеченные области (47) осложнены морфоструктурами условно II порядка. Это зоны – региональные площадные элементы. Их значительно больше (68). Ограничены в большинстве предполагаемыми по космодешифрированию разломами больших глубин (см.рис.1). Как и области, они космографически различаются по возможной тектонической активности. 27 из них рассматриваются структурами сжатия (желтые на рис.1, черные бергштрихи ограничений направлены внутрь), 19 – растяжения (синие, бергштрихи за зону); 22 зоны (с зеленой закраской на рис.1) считаются нейтральными, неактивными.

В западной части округа значительное осложнение зонами зафиксировано в пределах Куминской (на юге) и Красноленинской областей предполагаемого сжатия, на правобережье Оби – Белогорско-Увалистая область положительного знака. На востоке ХМАО-Югры наиболее нарушена этими зонами Вахская (левобережная) область сжатия; там отдешифрировано шесть зон положительного знака; значительно «раздроблена» зонами и Вахско-Кулынъигольская «отрицательная» (растяжения) область.

Космографические зоны сжатия автор считает перспективными для нефтегеологического изучения, а растяжения – бесперспективными.

На рассматриваемой карте можно насчитать более шестисот мелких, III порядка (зональных) площадных элементов, заполняющих территорию областей сжатия, растяжения и фоновых. Данные морфоструктуры – участки разделены на те же три группы предполагаемой тектонической напряженности: сжатия (248 участков), растяжения (112); преобладают (291) нейтральные, пассивные участки. Их границами служат линейные космографические элементы, интерпретируемые следами мелких (внутричехольных) разрывных нарушений.

На востоке округа изобилует тектоническими участками все та же Вахская активная область сжатия. Там, например, отдешифрировано более 50 «положительных» зональных площадных элементов-участков тектонического сжатия; свыше десятка таких участков выделено в пределах Сабунской тектонически нейтральной области.

В расположенной западнее Аганской области предполагаемого сжатия наиболее активен по такой раздробленности ее северо-восточный фланг, где не выявлены нефтенасыщенные земли. В Красноленинской положительной области подобная «активность» зафиксирована на юго-восточном фланге. Такая же «трещиноватость» отмечена на южном сегменте Белогорско-Увалистой области и на правобережье р.Конда (Куминская «положительная» область).

Выявленные области, зона и участки удалось дифференцировать по степени возможной тектонической активности. Их четыре: высокоактивная, интенсивная, пассивная, инертная (см. группу 4 условных обозначений рис.1).

Наиболее нефтеперспективными рассматриваются первые две группы напряженности не только космографических деформаций сжатия, но и нейтральных. Бесперспективны для нефтепоиска отдешифрированные площади вероятного тектонического растяжения, особенно с высокоактивной и интенсивной группами напряженности (синяя и темно-синяя закраски на рис.1,2).

Линейные деформации на территории округа весьма многочисленны (603). Только

единицы из 300 трансрегиональных, дешифрируемых глубинными (см. синие линии на рис.1) разломов не выражены зонами тектонических деформаций. Такие зоны (предполагаемого дробления, смятия и др.) сопровождают 267 региональных (черные линии на рис.1) разрывов (дизъюнктивов больших глубин). Ориентированы последние преимущественно в субмеридиональном направлении; по отношению к трансрегиональным линеаментам «читаются» более молодыми по времени проявления.

Выявленная «геофизически» густая сеть дизъюнктивов (черные линии и полоски на рис.1) четырех порядков (рангов), выраженная, по мнению В.Н. Воронова и И.В. Шпурова (2008), в гравимагнитных и волновых полях, является главным отпечатком деформаций – разрядкой тектонических напряжений через деформацию пород.

Анализ особенностей строения и проявления в потенциальных полях Вартовского и Нефтеюганского глубинных разломов – структур первого порядка позволил авторам считать эти линейные структуры динамически напряженными зонами, развивающимися преимущественно в режиме растяжения, о чем, в известной мере, свидетельствуют трассирующие эти зоны залежи магматических образований, с последующими сдвиговыми деформациями [Материалы Международной конференции, 2008, ЗапСибНИИГГ].

Наиболее значительными из них рассматривались северо-западные, которые отнесены к правосторонним латеральным сдвигам.

Другой региональной системой нарушений являются, по В.Н. Воронову, И.В. Шпурову, разломы северо-восточного простирания с протяженностью до 150-280 км: Локосовский, Когалымский, Пытьяхский, Кульеганский и др. (левосторонние сдвиги).

С широтными разрывами связаны такие региональные морфоструктуры, как широтный отрезок долины Оби и Сибирские Увалы, тектоническая природа которых обосновывается во многих работах. По типу проявления это преимущественно сдвиги, сбросо-сдвиги.

В отдельных местах территории фиксируются полосовидные зоны активных тектонических деформаций, которые не имеют «привязки» к глубинным разломам.

Многочисленны «узкие» зоны зональных (мелких) линейных деформаций, имеющие в большинстве северо-восточное и северо-западное направления.

Но не только сбросо-сдвиговые дислокации являются тектонически активными зонами. По мнению автора, многие из отдешифрированных линейных элементов отображают проявления горизонтальных дислокаций, в частности, надвигов.

Ю.В. Филиппович в 2001 году отметил, что по результатам детального комплексного анализа потенциальных полей в пределах Уват-Кондинского района прогнозируется значительное влияние на тектоническое строение фундамента горизонтальных движений сдвиго-надвигового характера (Воронов В.Н., Криночкин В.Г., 1998), затронувших, согласно данным МОВ ОГТ , юрско-неокомскую часть осадочного чехла [7].

Далеко не все интерпретаторы сейсморазведочных работ выделяют такие разрывные нарушения, показывая на профилях только сбросы или взбросы, т.е. вертикальные или субвертикальные разломы. В.И. Шпильман объяснял такое обстоятельство тем, что из-за искажения соотношений вертикального и горизонтального масштабов профиля не выделены многие надвиги [Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО, 2001].

На широкое развитие надвигов в пределах Среднего Приобья указывали М.А. Камалетдинов, Ю.В. Казанцев, Т.А. Казанцева (1979), В.А. Дюкалов (1985). В 2001 году Я.Г. Аухатов в статье «Влияние надвиговых движений на характер строения продуктивных пластов Тевлинско-Русскинского месторождения» заключил, что происхождение так называемых аномальных разрезов (АР) баженовской свиты можно рассматривать с позиций надвиговых движений.

Изобилуют рассматриваемыми дизъюнктивами Урал и Приуральская часть округа. Здесь, помимо надпорядковой структуры – зоны Главного Уральского глубинного разлома, выделены:

– субмеридиональный Северо-Сосьвинский триасовый грабен размерами 350 на 25-70 км;

– в Шаимском районе установлена неизвестная ранее на Урале система крупных региональных правых сдвигов западно-северо-западного простирания с амплитудой 6-16 км, вызывающих эшелонирование смещения главных структур региона; мощность зон дробления, связанных с этими сдвигами, обычно составляет 2-3 км (доходит до 5 км). К.С. Иванов, Ю.Н. Федоров и др. (2006) считают, что система правых сдвигов была сформирована в основном в раннем – среднем триасе.

Отмеченные структуры на карте результатов космодешифрирования находят свое отражение линейными и площадными деформациями первого и второго порядков.

Зона надвигов известна и в пределах восточной части территории Югры. Так, А.В. Баев, В.Н. Нестеров и др., после переработки сейсмического материала по региональному сейсмопрофилю IX (левобережье р.Вах) и анализа имеющийся геолого-геофизической информации, пришли к выводу, что доюрское основание восточного сектора ХМАО-Югры состоит из трех крупных структурно-формационных зон (блоков), разделенных региональными разломами северо-северо-западного направления, а строение центрального блока, являющегося шовной зоной между палеозоидами Западно-Сибирской плиты и Сибирской платформы, контролируется зоной пологих надвигов [Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. III науч.-практ. конф., 2000]. Эта зона, скорее всего, космографически отображается трансрегиональным (протяженным) линейным разрывом с предполагаемым сквозькоровым заложением. Он долготно ориентирован и сопровождается тектонически активной зоной – дешифрируемых тектонических деформаций (дробления, смятия и др.).

Деструктивные линейные зоны могут быть не только нефтеподводящими и миграционными каналами, но и разрядками сейсмической активности. Глубокое бурение в их пределах обычно сопровождается многочисленными осложнениями.

Наиболее вероятна активизация таких разломных структур в процессе интенсивной разработки месторождений нефти, газа и подземных вод. За трехлетний период наблюдений (2000-2003) на территории ХМАО-Югры зарегистрировано несколько сотен сейсмических событий приповерхностной локализации, причиной которых является техногенная деятельность, связанная с разработкой нефтегазовых месторождений [Пути реализации ... VIII конф., 2005, т.1]. Наибольшее число и «сила» толчков техногенных землетрясений, по данным Ю.В. Васильева и др. (2005), сконцентрированы в зонах разломов. С этими зонами, а точнее, подвижками в них, связаны аварии на нефтепромыслах, порывы в трубопроводах, разрушения промышленных и гражданских объектов и т.д. К примеру, горизонтальные движения массивов горных пород за счет современных геодинамических процессов природного и природно-техногенного генезиса привели к слому и смятию более 3,5 тыс. колонн скважин в Среднем Приобье [Пути реализации VII конф., 2004, т.3,].

Таким образом, далеко не все тектонически активные зоны (круговые, полосовые, площадные сжатия) на исследуемой территории благоприятны для нефтепоиска. Линейные зоны дешифрируемых тектонических деформаций следует, скорее всего, отнести к группе риска. Кинематику последних только одним космодешифрированием установить не удается.

Кроме того, содержащаяся на рассматриваемой карте информация может быть полезной при изучении потенциальных и волновых полей, направленном на повышение надежности регионального нефтепрогнозирования.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Глухманчук Е.Д., Василевский А.Н.* Закономерности структур разрушения (трещиноватости) эволюции тектонических деформаций на месторождениях Западной Сибири. // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО / Восьмая научно-практическая конференция. – Ханты-Мансийск. – 2005. – Т.2. – С.67-76.

2. Инверсионные кольцевые структуры как один из критериев локального прогноза нефтегазоносности. В.Н.Бородкин, В.И. Кислухин, И.И.Нестеров (мл.), А.А.Семянов, М.Р. Садыков, Ю.Н. Федоров // Горные ведомости. – Тюмень. – СибНАЦ. – 2006. – №10(29). – С.24-39.

3. *Колмаков Т.Ф.* Механизм формирования структур по данным сейсморазведки // Строение земной коры Западной Сибири / Тр. ЗапСибНИГНИ. – Вып.249. – Тюмень. – 1989. – С. 43-48.

4. *Медведский Р.И., Мавлютов Ш.Ш.* Перспективы морфоструктурного анализа для локального прогноза месторождений нефти и газа // Строение земной коры Западной Сибири / Тр. ЗапСибНИГНИ. – Вып.249. – Тюмень. – 1989. – С. 32-36.

5. *Радченко А.В., Мартынов О.С., Матусевич В.М.* Динамически напряженные зоны литосферы – активные каналы энерго-массопереноса. Т.1. – Тюмень. – Тюменский дом печати. – 2009. – 240 с.

6. *Соколова В.Б.* Геологическое картирование структурных этажей земной коры (нетрадиционный метод дешифрирования аэроснимков). – СПб. – Недра. – 2000. – 92 с.

7. *Филиппович Ю.В.* О приоритетной роли горизонтальных тектонических дислокаций в формировании и развитии мезозойско-кайнозойской Западно-Сибирской геосинеклизы // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО / Четвертая научно-практическая конференция. – Ханты-Мансийск. – 2001. – С.114-129.

8. Элементы геологического строения Западно-Сибирской плиты по данным дешифрирования мелкомасштабных космических снимков в связи с оценкой нефтегазоносности. В.В.Боровский. А.Л.Клопов, Л.Л.Подсосова, И.Д.Песковский // Исследование Земли из космоса. – М. – Наука. – 1980. – №6. – С.80-86.

АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ СТРУКТУРЫ ЗАПАСОВ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ КОМПАНИИ «СЛАВНЕФТЬ-МЕГИОННЕФТЕГАЗ» С 2005 ПО 2011 ГГ.

Т.Л.Клицук (АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И.Шпильмана»)

Запасы нефти – основа существования любой нефтяной компании. От того, какая структура этих запасов, каково соотношение различных категорий, как быстро эти запасы приращиваются, сколько их остается в недрах при извлечении, зависит экономическая деятельность компании.

Нами выполнен анализ изменения запасов нефтедобывающей компании «Славнефть – Мегионнефтегаз» за период с 2005 по 2010 годы по данным официального Государственного баланса, а за 2011 год – по данным предварительного баланса компании.

Лицензионная территория компании «Славнефть-Мегионнефтегаз» расположена в основном в пределах Вартовского района.

На балансе компании в настоящее время числится 15 месторождений на 14 лицензионных участках. Первое месторождение на лицензионной территории компании – Мегионское было открыто в 1961 году, последнее – Островное – в 2006 году. Основная часть начальных извлекаемых запасов нефти (80.7%) компании находится в пределах четырех месторождений: Мегионского, Ватинского, Аганского, Северо-Покурского, открытых и введенных в разработку до 1976 года, 86.6% накопленной добычи относится к этим месторождениям.

В 2005 году компанией было пробурено 17496 м поисково-разведочного бурения. Основные изменения текущих извлекаемых запасов (ТИЗ) категорий ABC_1C_2 связаны с годовой добычей, которая составила 20.5 млн т, в том числе из категории C_1 – 6.8 млн т, 78.3% годовой добычи приходится на упомянутые четыре месторождения, переутверждением запасов в ГКЗ Ватинского, Кетовского, Северо-Островного, Южно-Покамасовского месторождений, оперативными пересчетами запасов по результатам поисково-разведочных работ по Аганскому, Ватинскому, Мегионскому, Северо-Покурскому, Южно -Покамасовскому месторождениям.

Прирост запасов категорий ABC_1 по графе «разведка» составил +2 млн т, по графе «переоценка» произошло списание -0.210 млн т, в т.ч. за счет утверждения запасов в ГКЗ: -16.8 млн т по Кетовскому и -6.1 млн т по Южно-Покамасовскому месторождениям.

Прирост запасов по категории C_2 составил +5.8 млн т (из них списание по разведке за счет перевода запасов из категории C_2 в C_1 -1.4 млн т, а прирост по переоценке +7.2 млн т – в основном за счет утвержденных запасов в ГКЗ +6.9 млн т).

Степень выработанности запасов месторождений компании на 01.01.2006 года по категориям ABC_1 в целом на лицензионной территории компании составляла 65%, обводненность -88%, выработанность четырех месторождений, из которых идет основная добыча, -70%. Обеспеченность добычи запасами нефти категорий АВ в целом по компании составляла около 5 лет. Соотношение остаточных запасов категорий C_1/АВ – 2, по четырем месторождениям основной добычи – 1.9, соотношение остаточных запасов категорий C_2/ ABC_1 – 0.4.

В 2006 году компанией было пробурено 33423 м поисково-разведочного бурения. Основные изменения ТИЗ категорий ABC_1C_2 были связаны с годовой добычей, которая со-

ставила 18.4 млн т, в том числе из категории C_1 – 7.4 млн т, 77.8% годовой добычи приходится на четыре основных месторождения, переутверждением запасов в ГКЗ Мыхпайского месторождения, оперативными пересчетами запасов по результатам поисково-разведочных работ по Аганскому, Ватинскому, Локосовскому, Мегионскому, Северо-Покурскому, Урьевскому месторождениям; было открыто новое месторождение – Луговое.

Прирост запасов категорий ABC_1 по графе «разведка» составил +5.5 млн т, по графе «переоценка» +5.3 млн т, в т.ч. за счет утверждения запасов в ГКЗ Мыхпайского месторождения +3.2 млн т.

Прирост запасов по категории C_2 по разведке составил +0.011 млн т, по переоценке +0.5 млн т, за счет утверждения запасов в ГКЗ Мыхпайского месторождения +1.4 млн т.

Выработанность запасов на 01.01.2007 года по категориям ABC_1 в целом на лицензионной территории компании составляла 66.3%, обводненность 89.6%, выработанность четырех месторождений, из которых идет основная добыча, -72%. Обеспеченность добычи запасами нефти категорий АВ в целом по компании составляла 5 лет. Соотношение остаточных запасов категорий C_1/АВ – 2, по четырем месторождениям основной добычи – 2, соотношение остаточных запасов категорий C_2/ABC_1 – 0.4.

В 2007 году компанией было пробурено 26198 м поисково-разведочного бурения. Основные изменения ТИЗ категорий ABC_1C_2 связаны с годовой добычей, которая составила 15.3 млн т, в том числе из категории C_1 – 5.9 млн т, 77.7% годовой добычи приходится на четыре основных месторождения, переутверждением запасов в ГКЗ Локосовского и Мегионского месторождений, оперативными пересчетами запасов по результатам поисково-разведочных работ по Аганскому, Ватинскому, Локосовскому, Мегионскому, Островному, Северо-Островному, Северо-Покурскому, Южно-Аганскому, Южно-Покамасовскому месторождениям.

Прирост запасов категорий ABC_1 по графе «разведка» составил +3.9 млн т при проведении ГРР, по графе «переоценка» +10.9 млн т, в основном, за счет утверждения запасов в ГКЗ: +8 млн т по Мегионскому и +1.6 млн т по Локосовскому месторождениям.

По категории C_2 по разведке произошло списание запасов – 6.2 млн т, по переоценке прирост запасов составил +6.1 млн т, в основном, за счет утверждения запасов в ГКЗ Мегионского месторождения (+6.1 млн т).

Выработанность запасов на 01.01.2008 года по категориям ABC_1 в целом на лицензионной территории компании составляет 66.9%, обводненность – 91.8%, выработанность четырех месторождений, из которых идет основная добыча, – 72.4%. Обеспеченность добычи запасами нефти категорий АВ в целом по компании составляла 6 лет. Соотношение запасов категорий C_1/АВ – 2, по четырем месторождениям основной добычи – 2, соотношение остаточных запасов категорий C_2/ABC_1 – 0.4.

В 2008 году компанией было пробурено 17511 м поисково-разведочного бурения. Основные изменения ТИЗ категорий ABC_1C_2 связаны с годовой добычей, которая составила 13.1 млн т, в том числе из категории C_1 – 4.5 млн т, 78.2% годовой добычи по-прежнему приходится на четыре основных месторождения, переутверждением запасов в ГКЗ Аганского, Северо-Покурского, Лугового месторождений, оперативными пересчетами запасов по результатам поисково-разведочных работ по Аганскому, Ватинскому, Кетовскому, Луговому, Локосовскому, Мегионскому, Мыхпайскому, Северо-Островному, Северо-Покурскому, Южно-Покамасовскому месторождениям.

Прирост запасов категорий ABC_1 по графе «разведка» составил +11.6 млн т при проведении ГРР, по графе «переоценка» +31.5 млн т, в основном, за счет утверждения запасов в ГКЗ Аганского месторождения +10.6 млн т и Северо-Покурского с Луговым +21.3 млн т.

По категории C_2 по разведке произошло списание запасов – 5.6 млн т, списание запасов по переоценке составило -15.8 млн т, в основном за счет утверждения запасов в ГКЗ Аганского месторождения - 21 млн т.

Выработанность запасов на 01.01.2009 года по категориям ABC_1 в целом на лицензионной

территории компании составляет 65.2%, обводненность – 92.7%, выработанность четырех месторождений, из которых идет основная добыча, – 70%. Обеспеченность добычи запасами нефти категорий АВ в целом по компании составляла около 10 лет. Соотношение остаточных запасов категорий C_1/АВ – 1.5, по четырем месторождениям основной добычи – 1.1, соотношение остаточных запасов категорий C_2/ABC_1 – 0.3.

В 2009 году компанией было пробурено 2789 м поисково-разведочного бурения. Основные изменения ТИЗ категорий ABC_1C_2 связаны с годовой добычей, которая составила 12 млн т, в том числе из категории C_1 – 4 млн т, 77.4% годовой добычи по-прежнему приходится на четыре основных месторождения, переутверждением запасов в ГКЗ Новопокурского и Покамасовского месторождений, оперативными пересчетами запасов по результатам поисково-разведочных работ по Аганскому, Ватинскому, Локосовскому, Мегионскому, Новопокурскому, Покамасовскому, Северо-Покурскому, Южно-Аганскому месторождениям.

Прирост запасов категорий ABC_1 по графе «разведка» составил +2.6 млн т при проведении ГРР, по графе «переоценка» произошло списание запасов -5.2 млн т, в основном, за счет утверждения запасов в ГКЗ Покамасовского – 4.5 млн т и Новопокурского -1.3 млн т месторождений.

По категории C_2 по разведке произошло списание запасов -0.948 млн т, списание запасов по переоценке составило -7.3 млн т, в основном, за счет утверждения запасов в ГКЗ Новопокурского -6.5 млн т и Покамасовского -0.656 млн т месторождений.

Выработанность запасов на 01.01.2010 года по категориям ABC_1 в целом на лицензионной территории компании составляет 66.6%, обводненность – 93.4%, выработанность четырех месторождений, из которых идет основная добыча, – 71%. Обеспеченность добычи запасами нефти категорий АВ в целом по компании составляет 11-12 лет. Соотношение остаточных запасов категорий C_1/АВ – 1.4, по четырем месторождениям основной добычи – 1.2, соотношение остаточных запасов категорий C_2/ABC_1 – 0.3.

В 2010 году компанией не пробурено ни одного метра поисково-разведочного бурения. Основные изменения ТИЗ категорий ABC_1C_2 связаны с годовой добычей, которая составила 11 млн т, в том числе из категории C_1 – 3.9 млн т, 77.4% годовой добычи приходится на четыре основных месторождения, переутверждением запасов в ГКЗ Локосовского месторождения, оперативными пересчетами, в основном, за счет испытания объектов в скважинах, пробуренных в прошлые годы по Аганскому, Ватинскому, Локосовскому, Мегионскому, Северо-Покурскому, Южно-Покамасовскому месторождениям.

Прирост запасов категорий ABC_1 по графе «разведка» составил +1.1 млн т за счет перевода запасов из C_2 в C_1, по графе «переоценка» произошло списание запасов -1.6 млн т, в основном, за счет переутверждения запасов в ГКЗ Локосовского месторождения – 1.5 млн т.

По категории C_2 по разведке произошло списание запасов – 0.944 млн т, списание запасов по переоценке составило -3.3 млн т, в основном, за счет переутверждения запасов Локосовского месторождения -3 млн т.

Выработанность запасов на 01.01.2011 года по категориям ABC_1 в целом на лицензионной территории компании составляет 67.8%, обводненность – 93.6%, выработанность четырех месторождений, из которых идет основная добыча, – 71.8%. Обеспеченность добычи запасами нефти категорий АВ в целом по компании составляет 12 лет. Соотношение остаточных запасов категорий C_1/АВ – 1.4, по четырем месторождениям основной добычи – 1.2, соотношение остаточных запасов категорий C_2/ABC_1 – 0.3.

В 2011 году проводилось эксплуатационное бурение на Аганском, Ватинском, Мегионском, Ново-Покурском, Локосовском месторождениях. Всего закончено бурением 36 скважин – 123.874 тыс. пог. м.

Основные изменения ТИЗ категорий ABC_1C_2 связаны с годовой добычей, которая составила 10.2 млн т, в том числе из категории C_1 – 4.4 млн т, 77.4% годовой добычи приходится

на четыре основных месторождения, оперативными изменениями запасов по Аганскому, Ватинскому, Мегионскому, Ново-Покурскому, Северо-Покурскому месторождениям.

Прирост запасов категорий ABC_1 по графе «разведка» составил +7.9 млн т, в основном, за счет перевода запасов из категории C_2 в C_1, по графе «переоценка» изменений в запасах не произошло.

По категории C_2 по разведке произошло списание запасов – 5.1 млн т, по графе «переоценка» изменений в запасах не произошло.

Выработанность запасов на 01.01.2012 года по категориям ABC_1 в целом на лицензионной территории компании составляет 68.3%, обводненность -93.6%, выработанность четырех месторождений, из которых идет основная добыча, -72.4%. Обеспеченность добычи запасами нефти категорий АВ в целом по компании составляет 12 лет. Соотношение остаточных запасов категорий C_1/АВ – 1.5, по четырем месторождениям основной добычи – 1.3, соотношение остаточных запасов категорий C_2/ABC_1 – 0.3.

Таким образом, выполненный анализ изменений структуры запасов нефти компании «Славнефть-Мегионнефтегаз» за 2005-2011 годы свидетельствует о следующих тенденциях:

– уровень годовой добычи не компенсируется приростом новых запасов, а в 2009 и 2010 годах мы видим отрицательный баланс прироста запасов и годовой добычи, данная ситуация привела к уменьшению текущих извлекаемых запасов категорий ABC_1 на 2 %, C_2 – на 26% (за рассматриваемый период, рис.1), что можно частично объяснить уменьшением объема поисковых и геологоразведочных работ в 2009 г. на 91.7% (по сравнению с 2006 годом), в 2010 и 2011 годах – полным их отсутствием (рис.2);

– выработанность запасов нефти в целом по компании увеличилась с 65 до 68% (+3%), обводненность увеличилась с 88 до 93.6% (+5.6%) при падении годовой добычи на 50% в целом по компании;

– годовая добыча компании за семь лет упала на 10.3 млн т (50%), годовая добыча по категории C_1 уменьшилась с 6.8 до 4.4 млн т (35.3%), но по основным четырем месторождениям годовая добыча увеличилась на 2.5%. Добыча за счет «старых» месторождений сохранится еще некоторое время, т.к. обеспеченность добычи запасами категорий АВ составляет в целом по компании 11-12 лет, категорий ABC_1 – 31 год, категорий ABC_1C_2 – 40 лет;

– недостаточное вложение средств (отсутствие поисково- разведочного бурения в 2010 и 2011 гг.) в подготовку запасов промышленных категорий оставляет соотношение запасов категорий C_2/ABC_1 невысоким и составляет 0.3 в целом по компании.

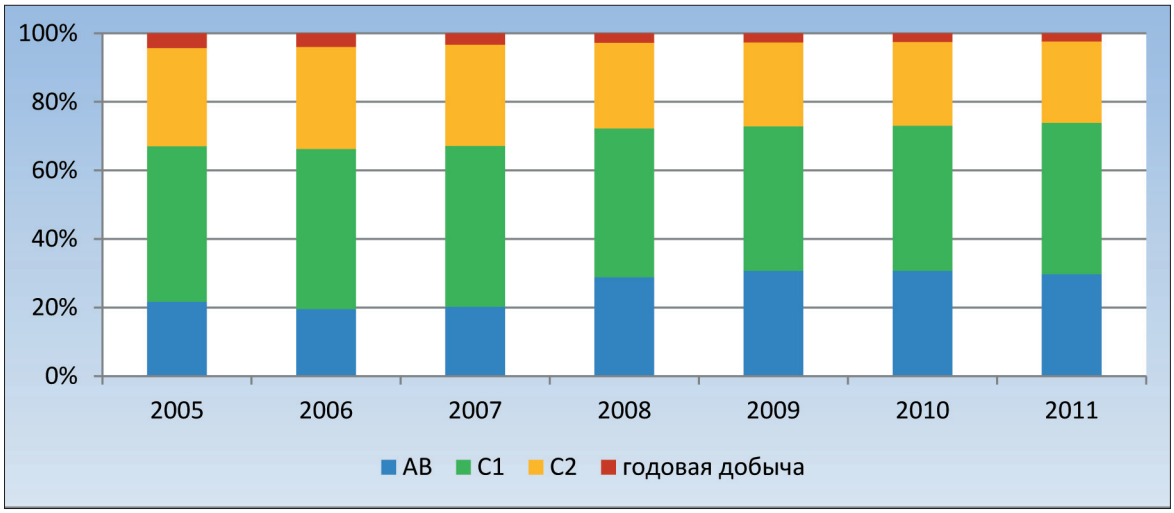

Рис.1. Динамика структуры текущих извлекаемых запасов нефти и годовой добычи

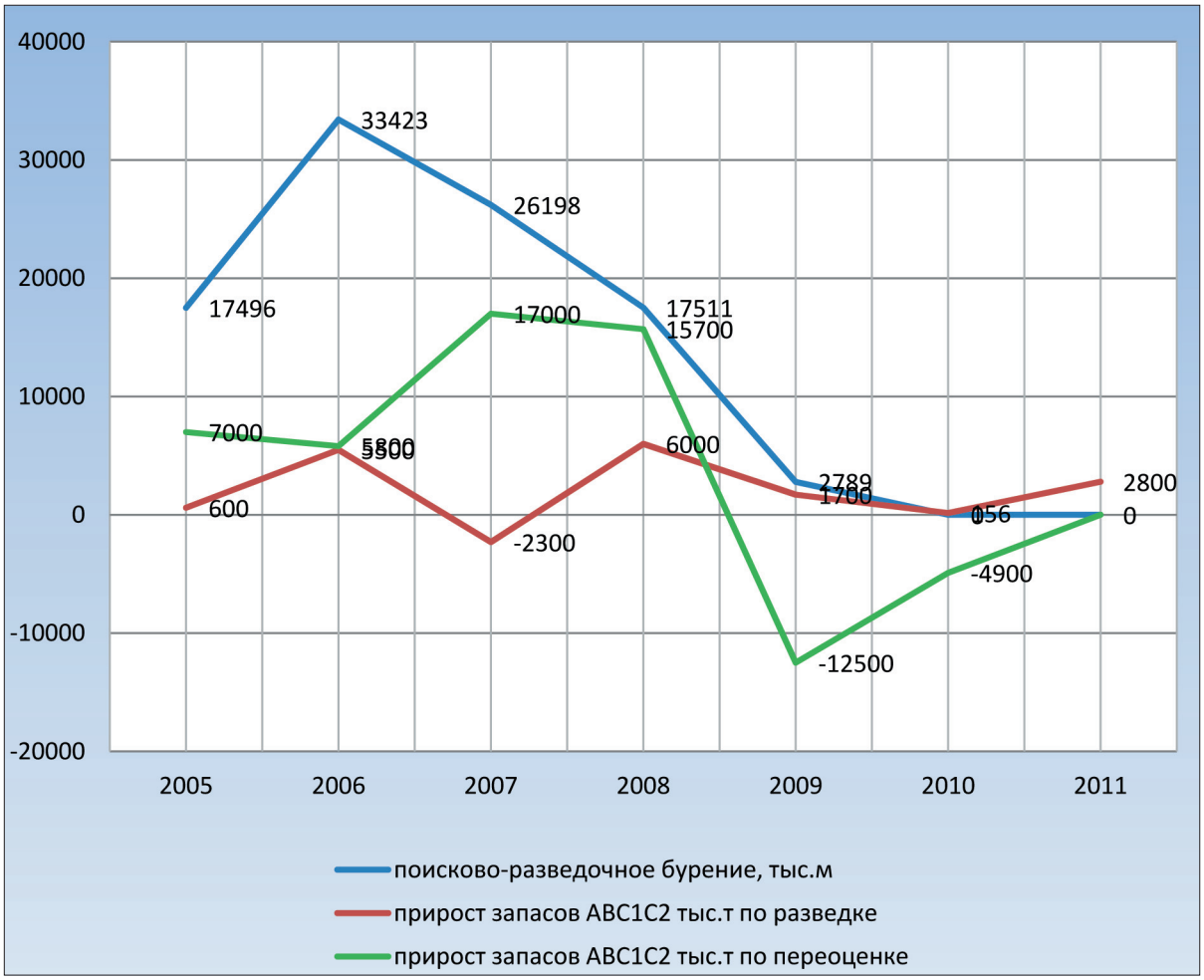

Рис.2. Изменение прироста запасов и объема поисково-разведочного бурения

ОБНАРУЖЕНИЕ И ПРОГНОЗ НЕФТЕНОСНОСТИ ДОЮРСКИХ ОБРАЗОВАНИЙ НА ХАНТЫ - МАНСИЙСКО - ФРОЛОВСКОМ ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ

А.М. Ванисов, Ю.А.Тренин (ЗАО «ЗапСибЮГ»), И.Н. Михайлов (ФГУП «ВНИИГеофизика»), А.Л. Клопов (АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И.Шпильмана»), В.Б.Скоробогатов («Назымская нефтегазоразведочная экспедиция»)

Проблема расширения ресурсной базы УВ за счёт поиска глубокозалегающих залежей, включая залежи в породах фундамента, давно является одной из актуальных, хотя известны уже сотни месторождений подобного типа.

С этих позиций основной поисковый интерес в комплексе пород фундамента в Западной Сибири, с точки зрения их коллекторских свойств и потенциальной нефтегазоносности, представляют терригенно-карбонатные отложения палеозоя.

Трудность обнаружения залежей УВ в доюрских образованиях общеизвестна из-за сложности их строения и глубины залегания. По В.В. Поспелову «...*с точки зрения литологической приуроченности, большинство известных залежей нефти в породах фундамента находятся в гранитоидных породах. На долю этих пород приходится 32,5%, 29% концентрируется в метаморфических породах, 14% – в карбонатах и 12,5% – в вулканогенных образованиях. Месторождения в коре выветривания интрузивов занимают не более 7%*» [4].

Кроме трудностей обнаружения и оконтуривания залежей УВ в доюрских образованиях существуют и вопросы их генезиса и концентрации в определённых районах, тем более, что в различных регионах мира есть множество необъяснимых фактов, например, таких, как по группе западноканадских месторождений.

«*Запасы тяжелой нефти месторождения «Карбонатный Треугольник» в среднедевонских-каменноугольных карбонатах составляют 215 млрд т нефти. Количественная геохимическая модель органического нефтегазообразования, примененная к установленным нефтегазоматеринским породам в вышеуказанном районе, может объяснить генезис только 7% запасов нефти в нижнемеловых песках. Где же органический источник остальных 93% ресурсов нефти нижнемеловых песчаников и 215 млрд т нефти среднедевонских-каменноугольных карбонатов «Карбонатного Треугольника»? Такой органический источник не известен. Очевидно, что нефти упомянутых западноканадских месторождений имеют глубинное происхождение*» (Иванов В.С. и др., 2008.)

Вполне очевидно, что при дальнейшем более углублённом изучении проблемы нефтегазоносности доюрских образований в нашем регионе мы также столкнёмся с подобными вопросами.

Однако цель настоящей работы несколько иная – разработка технологии прогноза нефтеносности и обнаружения залежей в доюрских образованиях с последующей оценкой геологических запасов УВ на примере Ханты-Мансийско-Фроловского ЛУ.

Район выполненных работ расположен возле г.Ханты-Мансийск, его северная часть находится в междуречье рек Обь и Иртыш, южная – к юго-западу от р. Иртыш.

В тектоническом плане территория исследований, согласно представлениям В.С. Суркова, находится в юго-восточной части Уват-Ханты-Мансийского срединного массива, для которого, так же как и для остальной части ЗСП, характерна многоярусность тектониче-

ского строения. По результатам многочисленных исследований выделяются:

1. Архейско-протерозойские глубокометаморфизованные образования, залегающие на глубине 3.5-5.0 км и глубже.

2. Нижне-среднепалеозойские вулканогенно-осадочные, терригенно-карбонатные, карбонатные накопления изменённые, в разной степени дислоцированные.

3. Раннемезозойские (триасовые) параплатформенные вулканогенно-осадочные отложения, залегающие на нижележащем комплексе с резким угловым несогласием.

4. Платформенный мезозойско-кайнозойский осадочный чехол.

Архейско-протерозойский комплекс пород в пределах района исследований пробуренными скважинами не вскрыт, при максимальной глубине в скважине Ханты-Мансийская 50 – 4006 м.

Отложения среднего палеозоя, представленные терригенно-карбонатными, карбонатными и вулканогенно-осадочными породами, охарактеризованы керном и фаунистической привязкой (Ханты-Мансийские скв. 5,8,11 и др.).

Триасовые отложения представлены вулканогенно-осадочными породами (Ханты-Мансийские скв.6, 10, 14, 18, 22).

По мезо-кайнозойскому чехлу в пределах рассматриваемого района сейсморазведкой выделены Ханты-Мансийская, Горелая, Гамбитовая, Фроловская, Западно-Фроловская и др. структуры более мелкого порядка.

Свидетельством интенсивной тектонической активности в пределах рассматриваемого района является наличие разломов, выделенных по результатам сейсморазведочных работ, аэро-космодешифрирования и потенциальным полям, а также установленные по бурению и посчитанные по магниторазведке активные интрузивные тела различного состава.

Система дизъюнктивных нарушений представлена разломами северо-западного и северо-восточного направления, но наиболее контрастны широтные разломы. Они оказывают большое влияние на формирование тектонически экранированных залежей и на распределение их по площади. Субмеридиональные нарушения, по данным сейсморазведки, являются более выдержанными, секущими нарушения других направлений, а следовательно, наиболее молодыми. Многочисленные более мелкие тектонические нарушения создают впечатление мозаично-блокового строения изученной территории, так называемый эффект «битой тарелки».

В нефтегазоносном отношении площадь исследований расположена в юго- восточной части Фроловской НГО в Ляминском НГР.

В течение 30-ти лет в пределах исследуемого района велись поисково-разведочные работы на обнаружение залежей нефти в карбонатных отложениях палеозоя. Особенно интенсивно началось бурение после открытия в 1982 г. Горелого месторождения. Здесь в скв.5 из интервала 3118-3152 м на 8-мм штуцере из карбонатных отложений палеозоя было получено 302,8 м^3/сут нефти (по данным оперативного подсчёта запасов из дела скважины). Позднее этому району было уделено повышенное внимание со стороны разных исследователей. Было дано множество рекомендаций, которые после проверки бурением, однако, ни разу не подтвердились. И лишь через 20 лет на выявленной сейсморазведкой 3D Ханты-Мансийской структуре была пробурена продуктивная по 3 интервалам палеозоя скважина №50, которая подтвердила перспективность палеозойских образований на данной территории.

Как показывает опыт гравиметрических работ, карбонатным комплексам отвечают положительные аномалии силы тяжести, совпадающие в плане с отрицательным магнитным полем. Именно такое сочетание аномальных полей характерно для известных промышленно нефтегазоносных районов в разных регионах страны. Этим условиям отвечают нефтегазоконденсатное Ново-Портовское и нефтяное Ханты-Мансийское месторождения, которые являются эталонами для Тюменской области. Но эти признаки работают лишь на уровне масштаба 1:200 000, что, впрочем, уже важно для выбора направления поисково-разведочных работ. Но в подавляющем большинстве месторождения в Западной Сибири

многозалежные и выделение в потенциальных полях традиционными способами эффектов от залежей УВ весьма неоднозначно. Для обнаружения залежей УВ в карбонатных отложениях девон-карбона предлагается применять нестандартные методики локального прогноза «Рельеф-2» и «ГОНГ» (гравиметрическое обнаружение нефти и газа). Плановое положение предполагаемых залежей УВ выявляется по сейсмическим и гравиметрическим материалам, а так как по одной гравиразведке практически невозможно определить глубину залегания аномалиеобразующего объекта, его привязку необходимо осуществлять по данным сейсморазведки, для чего применяется методика «Рельеф-2». Данные методики были неоднократно опробованы в различных районах Западной Сибири и для неоком-юрских отложений подтвердили локальный прогноз – на уровне 70-75%. Комплекс эффективно работает и по доюрским образованиям. К примеру, на Восточно-Новопортовской площади по методике «Рельеф-2» были пробурены 3 скважины, в которых из девонских карбонатных отложений получены аварийные притоки газа дебитом от 1,3 млн м^3/сут (скв.300) до 2.0-4.0 млн м^3/сут (скв.217). По результатам обработки гравиметрического материала по методике «ГОНГ» на Ханты-Мансийской площади пробурена наклонная скважина № 5101, в которой из девонских известняков в процессе эксплуатации получали до 200 м^3/сут нефти.

Гравимагнитные работы на площади исследования начали проводиться в 1958 г. с выполнения в пределах Фроловского участка гравиметрической съемки масштаба 1:100 000. В 1983 г. на остальной части площади выполнена съемка масштаба 1:200 000, а в 1984 г. она была перекрыта детальными работами масштаба 1:50 000. В 1997 г. в районе Горелой структуры ОАО «Ханты-Мансийскгеофизика» выполнило высокоточные гравиметрические работы масштаба 1:25 000 по сети 75 на 250 м. Гравиметрические профили были пройдены по каждому 10-му сейсмическому профилю съёмки 3D, что и обеспечило такой масштаб и высокую детальность выделения нефтегазоперспективных аномалий.

Полученные данные всех перечисленных съемок использованы для построения на отчетную площадь гравиметрической карты аномалий силы тяжести в редукции Граафа-Хантера. Для интерполяции наблюденных значений в узлы регулярной сети размером 1×1 км, а также для оформления и вывода на печать отчетных карт используется пакет Surfer 7.00 фирмы Golden Software.

Любое геопотенциальное поле является результатом суперпозиции (наложения, суммирования) аномальных эффектов от всего геологического разреза, как по глубине, так и по латерали. Кроме того, в наблюденных полях находят отражение различного рода помехи и ошибки измерения. Подавление аномалий-помех и выделение из наблюденного поля полезного сигнала от целевого геологического объекта является основной задачей обработки и интерпретации гравимагнитных наблюдений.

Известно, что в региональном плане, как на территории всей Западной Сибири, так и в пределах отчетной площади, потенциальные поля в наибольшей степени отражают строение фундамента. Для того чтобы подчеркнуть аномалии, вызванные строением его верхней части, и уменьшить влияние глубинных аномально образующих факторов, наблюденные поля были подвергнуты фильтрации в окне 10*10 км. Преобразования выполнены средствами комплекса статистического и корреляционного анализа данных COSCAD-3D (автор А.В.Петров, МГРА, 2000).

Вся площадь исследования покрыта аэромагнитной съемкой масштаба 1:50 000, выполненной в 1979-1980 годах Уральским и Новосибирским ТГУ. В распоряжении авторов были результаты оцифровки сводной карты изодинам полного вектора магнитного поля. На их основе средствами пакета Surfer посчитана регулярная сеть с шагом 1×1 км.

Кроме указанных качественных преобразований, ряд магнитных аномалий был подвергнут количественной интерпретации. Работа выполнена с помощью демонстрационной версии пакета Potent v.04.06.02 фирмы Geophysical Software Solutions P/L. Пакет позволяет решать прямую и обратную задачи

магниторазведки для 7 различных типов трехмерных тел.

Выполненные расчёты по магниторазведке и результаты глубокого бурения свидетельствуют о том, что в строении доюрского комплекса пород в районе исследований участвуют интрузии основного и среднего состава, эффузивные образования и терригенно-карбонатный комплекс пород.

В ходе комплексной интерпретации нами была использована аэромагнитная съёмка масштаба 1:50 000, материалы которой привлекались для локального прогноза как вспомогательная информация.

Хорошей информативностью обладают материалы аэро-космофотодешифрирования, которые неоднократно использовались нами в комплексе с другими геофизическими методами.

Все эти дополнительные сведения позволяют повысить достоверность оценки перспектив нефтеносности территории исследования.

В основу локального прогноза залежей УВ на площади положены нестандартные методики локального прогноза «ГОНГ» и «Рельеф-2». Коротко, суть применяемых методик ГОНГ и « Рельеф-2» сводится к анализу микроструктуры волнового и гравимагнитных полей, с последующим выделением по определённой технологии предполагаемых нефтегазоперспективных аномалий [5]. Далее следует комплексная интерпретация аномалий совместно с материалами ГИС и бурения. Методики достаточно широко известны и опробованы, и ранее полно описаны и опубликованы в ряде работ [1,5,6].

Любое гравитационное поле является интегральным, отображающим суммарные аномальные эффекты от всего геологического разреза, как по глубине, так и по латерали.

Собственно на базе эмпирических закономерностей отображения залежей УВ в гравитационных полях и для объяснения независимости аномальных эффектов от глубины залегания залежей разработана методика «ГОНГ» [1] и была высказана гипотеза о физико-теоретических представлениях о природе гравитационного поля [7]. Методика широко использовалась в условиях Западной Сибири с высоким коэффициентом подтверждаемости бурением [9], она достаточно хорошо известна специалистам и поэтому не требует дополнительной расшифровки.

Общая площадь, на которой была проведена комплексная интерпретация потенциальных полей, с целью выделения нефтеперспективных аномалий, составляет около 3,5 тыс.км^2. В пределах этой площади находится лицензионный участок (ЛУ), принадлежащий Назымской НГРЭ, площадь ЛУ составляет около 1900 км^2. Практически весь ЛУ покрыт гравиметрической съёмкой масштаба 1:50 000 общим объёмом 1750 км^2. Лишь небольшой участок в юго-восточной части участка, площадью в 300 км^2, закрыт съёмкой м-ба 1:100 000. Объём съёмки м-ба 1:25 000 в пределах Горелого и Ханты-Мансийского локальных поднятий составляет 100 км^2.

Все вышеперечисленные материалы и послужили основой для обработки и интерпретации графиков поля силы тяжести по неформализованной методике локального прогноза залежей УВ-методике «ГОНГ» (гравиметрическое обнаружение нефти и газа). В результате обработки графиков поля силы тяжести на площади исследования, а это около 3,5 тыс. км^2, было выделено более 120 нефтеперспективных аномалий (рис.2). Они имеют самую разную форму – выделяются кольцевые, дуговые, линейно-вытянутые, эллипсовидные, изометричные аномалии. Выявленные нефтеперспективные аномалии, на первый взгляд, не имеют какого-либо закономерного распределения по площади, т.е. структурного, тектонического и другого рода контроля. При рассмотрении отдельно взятого участка, размерами примерно 5 на 10 км, они вполне геологичны и могут являться основой при построении прогнозной модели залежи. Линейно- вытянутые аномалии имеют преимущественно северо-западное и северо-восточное простирание. Субмеридиональное простирание аномалий характерно для площади, закрытой съёмкой м-ба 1:100 000. Хотя выявленные нефтеперспективные аномалии имеют одну физиче-

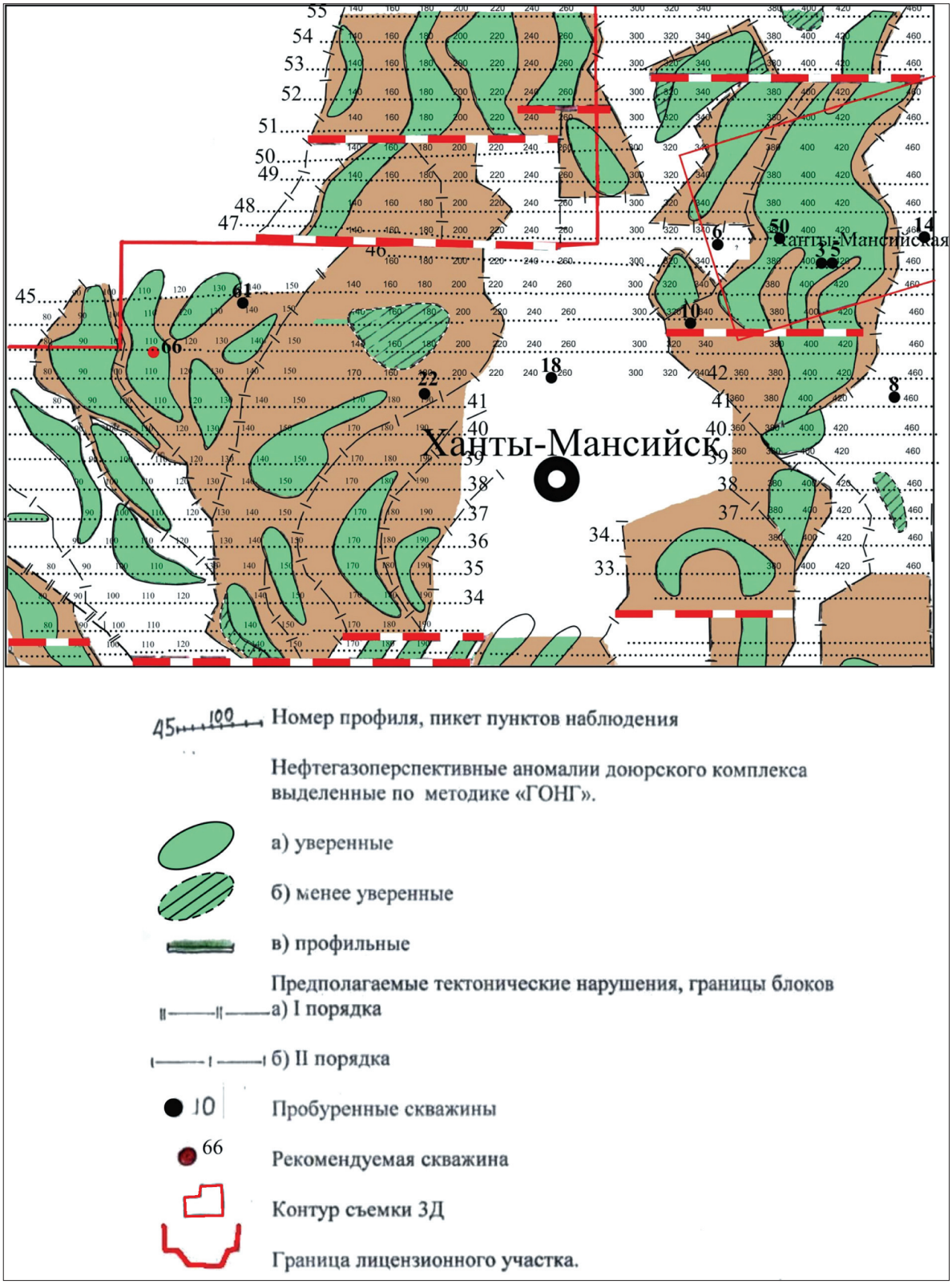

Рис.1. Фрагмент карты нефтегазоперспективных аномалий доюрского комплекса, выделенных по методике «ГОНГ»

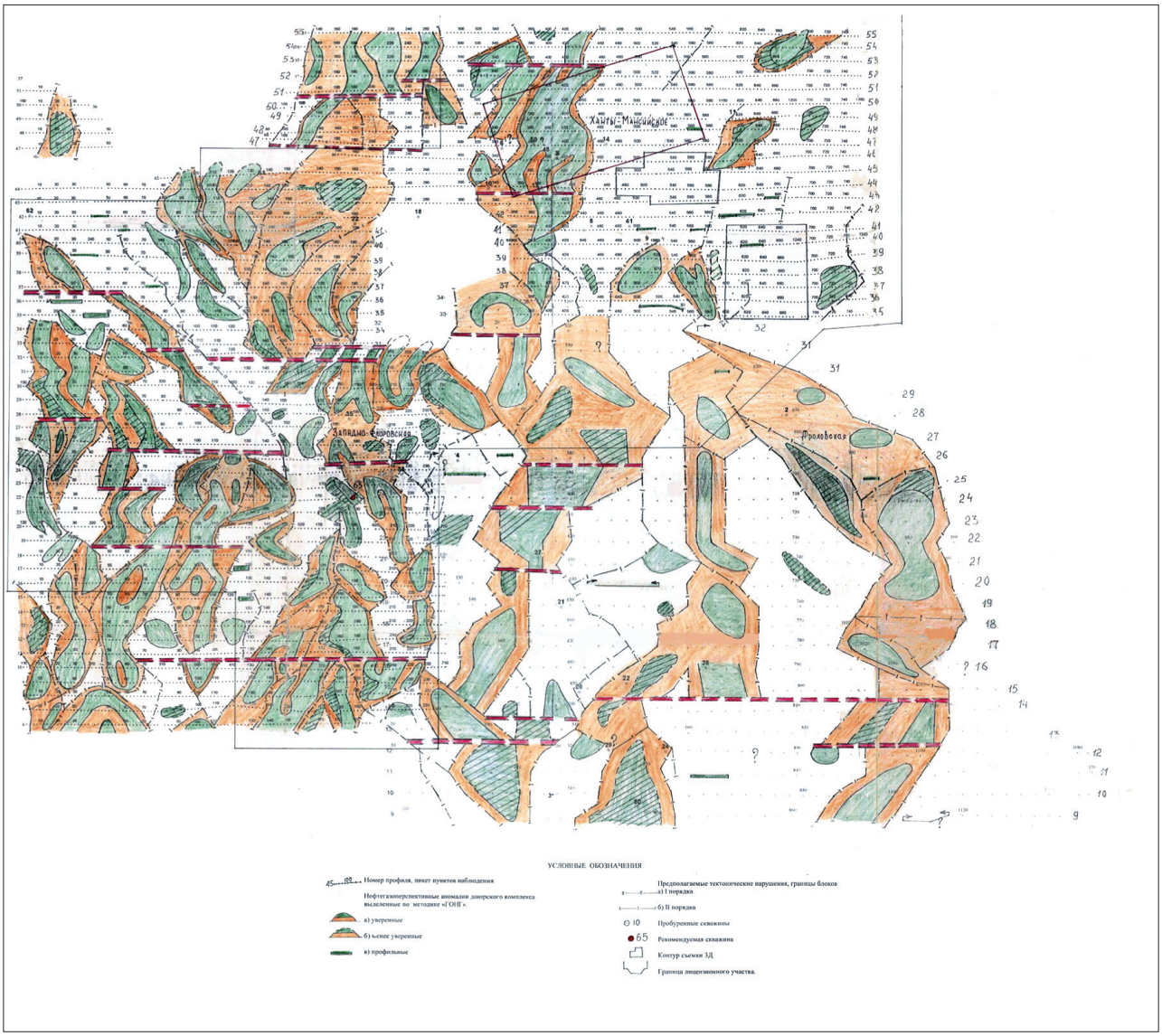

Рис.2. Выкопировка из «Карты нефтегазоперспективных аномалий Ханты-Мансийского и Фроловского ЛУ, выделенных по методике «ГОНГ»

скую природу, и они практически равноценны по способу выделения, на прогнозной карте аномалии имеются две градации – уверенные и менее уверенные, из-за наличия на профиле некондиционных точек физнаблюдений.

Выделение нефтеперспективных аномалий в доюрском комплексе проводилось и по сейсморазведке. Для целей локального прогноза на площади применялась нестандартная методика обнаружения залежей УВ – «Рельеф-2». Но ввиду того, что сеть наблюдений по сейсморазведке составляет в основном 2 на 3 км, что для сложнопостроенных залежей в доюрском комплексе явно недостаточно, нами за основу была взята площадь нефтеперспективных аномалий, выделенных по гравиразведке. В данном методе сеть наблюдений регулярная, в основном строго широтная с плотностью физнаблюдений 250 м на 1,0 км.

Как и на любой сейсмической площа-

ди, полученные материалы, даже в результате проведённой комплексной интерпретации, по нашему мнению, не могут быть однозначно истолкованы. Сложность проблемы поиска залежей УВ в доюрских отложениях очевидна. Основные направления работ должны быть нацелены на систематическое, целенаправленное изучение доюрских образований, которое должно включать и региональные работы, и детальные, и особенно съёмки 3D, которые часто не доходят до стадии локального прогноза залежей УВ, иногда из-за отсутствия опыта в этом вопросе или просто от непонимания поставленной задачи. Сейсморазведчики порой считают, что главное – выделить так называемую ловушку залежей УВ, а это их основная задача, и геологическое задание выполнено, но, как показывает практика работ по доюрским образованиям в соседних Новосибирской и Омской областях, это не отвечает поисковым требованиям и после проверки бурением залежей УВ оказывается, что там их просто нет. После таких дорогостоящих проектов, обоснование предложений по поводу локального прогноза залежей УВ и их высокой вероятностной оценки (в пределах 20-30%) в отложениях доюрского комплекса в настоящее время, в частности, в пределах Тюменской области практически и теоретически не доказано. В определяющих ситуациях возможность реального прогноза естественно должна строиться на комплексе методов, прошедших проверку бурением, а не набором стандартных преобразований временного поля, часто не имеющих физического и геологического смысла.

Основанием и толчком для оценки эффективности карты нефтеперспективных аномалий и подсчёта геологических запасов нефти в доюрском комплексе пород по категориям В, C_1, C_2 и C_3 стали результаты испытания по скважине Ханты-Мансийская 66. Она удалена от известных вертикальных продуктивных скважин № 3, 5, 50, 51, 52 и наклонных № 5201, 5202 на 25 км к юго-западу (рис.1). Эта скважина была задана и пробурена в пределах нефтеперспективной аномалии, выделенной по гравиметрическим данным в модификации «ГОНГ» на профиле 43 пикет 110. Скважина при забое 3530 м вскрыла карбонатные отложения на глубину около 330 м и из них не вышла. При испытании кровли доюрского комплекса в инт. 3196-3229 м было получено 11,14 м^3/сут нефти и 6 м^3/сут воды. Дополнительно в скважине получен промышленный приток нефти из отложений баженовской свиты.

Бурение и испытание этой скважины имеют принципиальное геологическое значение не только для района исследований, но и для всего региона.

Во-первых, установлен факт наличия нефтяной залежи в палеозойских образованиях не только в пределах карбонатного выступа на Ханты-Мансийском локальном поднятии, но и на значительном удалении от него.

Во-вторых, гравиразведка, в модификации «ГОНГ», в очередной раз доказала свою эффективность как надёжный инструмент для поиска и разведки сложнопостроенных залежей УВ в карбонатных отложениях палеозоя в условиях Западной Сибири.

Интересны следующие цифры, полученные в ходе интерпретации графиков поля силы тяжести по территории исследования:

Площадь нефтеперспективных аномалий в пределах съёмки м-ба 1:50 000 (1750 км^2), в сумме с профильными, составляет 430 км^2, что соответствует 24,6%.

На территории, где проведена съёмка м-ба 1:100 000 (1450 км^2), выделено 230 км^2 нефтеперспективных аномалий, что составляет 16% от объёма.

В пределах лицензионного участка площадью 1900 км^2 выявлено около 350 км^2 нефтеперспективных аномалий, т.е. 19% территории, подлежащей опоискованию.

На участке, где была проведена сейсморазведка 3D площадью 100 км^2, выделено 20,7 км^2, что составляет около 21%.

Эти данные говорят о том, что по эффективности применения масштабы гравиметрической съёмки отличаются незначительно. Независимо от объёмов и масштаба работ насыщенность нефтеперспективными аномалиями составляет около 20% площади исследований.

Выводы

Впервые на территории Западной Сибири проведена принципиальная и достаточно корректная оценка геологических запасов в доюрских образованиях на площади 3,5 тыс.км^2 по категориям В-Д$_1$.

Дана принципиальная оценка нефтеперспективности изучаемого участка работ, но без глубинной привязки предполагаемых залежей. Это и достоинство, и недостаток методики ГОНГ, который был устранен разработкой методики локального прогноза залежей УВ по сейсмическим данным – методики «Рельеф-2» (Ванисов А.М., Михайлов И.Н., Фёдоров Ю.Н.), позволяющей определять глубины предполагаемых залежей [5].

В пределах площади пробурено около 30 скважин, которые требуют переобработки материалов ГИС, керна (дополнительные фаунистические и др. определения) и анализа проводки и испытания скважин.

После детальной проработки материала необходимо привлечь результаты гравимагнитных съёмок, которыми покрыта вся площадь работ, и сейсморазведку, там, где она есть.

Было бы целесообразно привлечь и результаты аэро-космофотодешифрирования площади, они вполне удовлетворительно согласуются с интерпретацией геофизических полей.

И только после комплексной интерпретации, используя все возможности, заложенные в геофизических методах, и с современных геологических позиций, реальна корректная оценка ресурсной базы УВ территории исследований и выработка предполагаемых моделей залежей. Приведенные выше примеры в какой-то степени помогут решить эту проблему.

Учитывая, что по данным В.В. Поспелова на долю карбонатов по статистике приходится лишь 14% известных в мире залежей нефти, а на площади работ нефтегазоперспективные аномалии (около 120 участков) составляют около 20%, мы не исключаем обнаружения залежей и в осадочно-вулканогенных отложениях триаса. Т.е. часть выявленных аномалий обусловлена этими предполагаемыми залежами.

Отечественные предприятия и фирмы при изучении доюрского комплекса, в отличие от зарубежных, слабо привлекают при интерпретации данные потенциальных полей и других лёгких методов и практически полностью полагаются на материалы сейсморазведки. При этом они как-то забывают, что сейсморазведка нуждается в дополнительных сведениях и имеет определённые ограничения в части разрешающей способности метода. Комплексное изучение проблемы не под силу многим производственным геологическим службам, здесь сказывается отсутствие опыта работы с подобными материалами, сложность объекта и своего рода инерционность в методических вопросах поиска и разведки доюрских залежей нефти и газа.

Как представляется авторам, в регионе проблема палеозойской нефти становится все более и более актуальной и требует повышенного внимания не только со стороны руководителей геологоразведочных и нефтегазодобывающих предприятий и фирм, но и особенно со стороны геологических структур административных органов власти. Предложенный комплекс геофизических работ для оценки перспектив доюрских образований позволит существенно снизить степень риска при поисковом бурении и может быть с успехом использован для всей территории Западной Сибири и в первую очередь для юга Тюменской области.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Агафонов Ю.К., Ванисов А.М., Михайлов И.Н. и др.* Оптимизация технологии геолого-поискового процесса для прогнозирования залежей углеводородов.//Геология нефти и газа.– М.– Недра.– 1990. – №11.

2. *Иванов К.С. и др.* Новые данные о гранитоидах фундамента Широтного Приобья ЗСНГБ (по скважине Северо-Нялинская 31-П). Материалы Международной научной конференции (X чтения А.Н. Заварицкого), Екатеринбург, 2004.

3. *Иванов К.С. и др.* Новые данные о возрасте и составе метаморфических комплексов фундамента ЗСНГБ. Материалы Международной научной конференции (2-е чтения памяти С.Н. Иванова), Екатеринбург, 2006.

4. *Поспелов В.В.* Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала и нефтегазоносности. – Ижевск, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006.

5. *Ванисов А.М., Михайлов И.Н.* Опыт использования методики «ГОНГ» в условиях Западной Сибири // Геофизические методы локального прогноза нефтегазоносности в Западной Сибири. Труды ЗапСибНИГНИ, 1989.

6. *Михайлов И.Н.* Разработка новых принципов интерпретации гравиразведки// Повышение геологической эффективности и практические способы интерпретации гравиразведочных работ. (Сб.научных трудов). М.: ВНИИгеофизика (ротапринт), 1981, с. 40-48.

7. *Михайлов И.Н.* Гравитация и гравиразведка. Физические основы и практическая реализация. - Геофизика, 1.2005, изд. ГЕРС, ЕАГО, с.38-49.

ИТОГИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ХМАО-ЮГРЫ В 2011 ГОДУ

И.П.Толстолыткин, Н.В. Мухарлямова, Н.Ю.Кохташева, М.В.Стрельченко
(АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И.Шпильмана»)

В 2011 г. на территории округа разрабатывалось 246 месторождений, и было добыто 262,5 млн т нефти. Начата добыча на 9 новых месторождениях. 22 февраля 2011 г. в округе была добыта 10-миллиардная тонна нефти. Для её добычи с начала разработки пробурено 370 млн м горных пород, построено и введено в разработку 158 тыс. скважин, отобрано из продуктивных пластов 41 млрд т жидкости и закачано в недра 49 млрд м^3 воды. Наибольший вклад в накопленную добычу нефти внесли компании: ТНК-ВР – 32%, Роснефть – 19%, Сургутнефтегаз – 18%, ЛУКОЙЛ – 17% (табл. 1). Почти половина нефти (47%) была добыта на территории Нижневартовского района, 30% на территории Сургутского района и 15% на территории Нефтеюганского района (табл. 2).

На рис. 1 приведена по месяцам среднесуточная добыча нефти по округу с января 2005 г. по декабрь 2011 г. Видно, что суточная добыча с 2005 по 2007 гг. выросла на 50 тыс. т и на эти же 50 тыс. т снизилась с 2007 г. на конец 2011 г. Снижение добычи началось в 2008 г. В 2011 г. нефти было добыто на 3,5 млн т (1,3%) меньше, чем в предыдущем 2010 году.

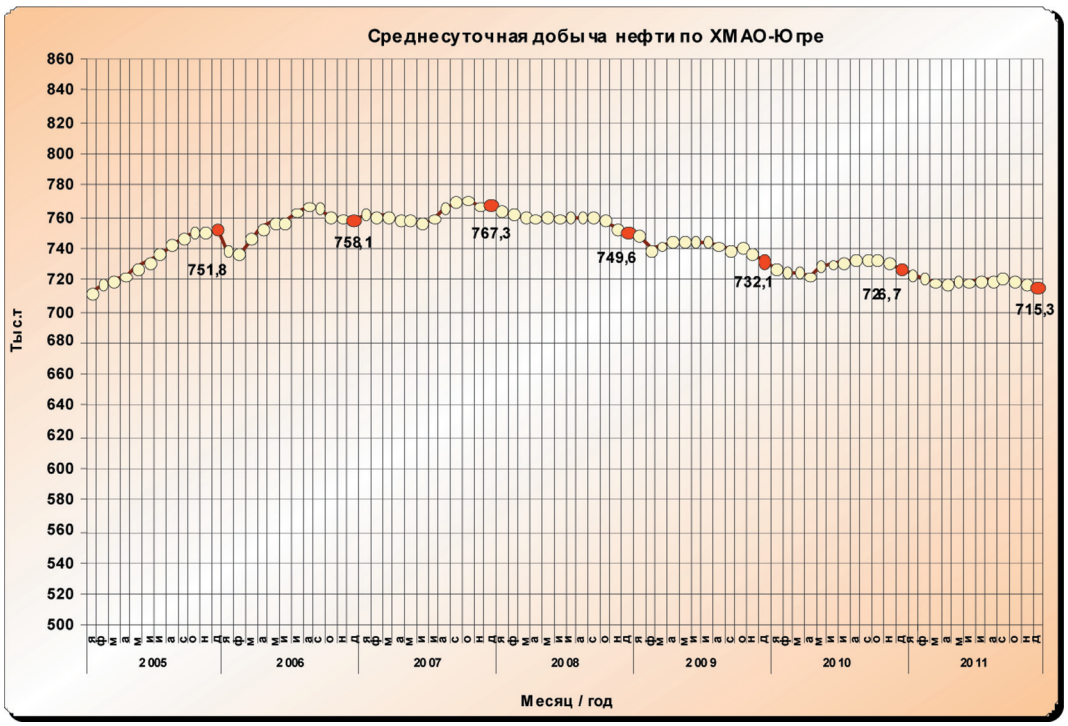

Рис.1. Среднесуточная добыча нефти по ХМАО-Югре

Таблица 1

Вклад нефтяных компаний округа в добычу 10 млрд т нефти

Компания	Накопленная добыча компании в десятимиллиардной добыче, млн т	Доля компании в десятимиллиардной добыче, %
ТНК-ВР Менеджмент	3165	32
НК РОСНЕФТЬ	1893	19
НК СУРГУТНГ	1773	18
НК ЛУКОЙЛ	1674	17
НК СЛАВНЕФТЬ	726	7
ГАЗПРОМНЕФТЬ	217	2
ПРОЧИЕ НК	551	5
ХМАО	10000	100,0

Таблица 2

Вклад административных районов округа в добычу 10 млрд т нефти

№ пп	Административные районы ХМАО-Югры	Накопленная добыча нефти с газовым конденсатом на 22.02.2012 г., млн т	Вклад административных районов в накопленную добычу нефти с газовым конденсатом ХМАО-Югры, %
1	Нижневартовский	4700	47
2	Сургутский	3000	30
3	Нефтеюганский	1500	15
4	Ханты-Мансийский	400	4
5	Октябрьский	150	1,5
6	Кондинский	150	1,5
7	Советский	100	1
Итого по округу		**10000**	**100**

На рис. 2 приведена динамика годовой добычи нефти в сопоставлении с проектными показателями и бизнес-планами недропользователей, которая не противоречит среднесуточной динамике добычи. Обращает на себя внимание систематическое занижение фактической годовой добычи по сравнению с проектной на 9-11 млн т, одной из причин которого является отличие фактического действующего добывающего фонда скважин от проектных показателей в меньшую сторону. Наверное, следует об этом задуматься на этапе составления проектных документов. Расхождение фактической годовой добычи с бизнес-планами недропользователей не превышает 1-1,5 млн т за исключением 2007 г., что говорит о более реальном подходе к обоснованию своих бизнес-планов со стороны недропользователей. Не снизили годовую добычу нефти в 2011 г. по сравнению с 2010 г. нефтяные компании: «Роснефть», «Газпромнефть», «Салым Петролеум Девелопмент», «Русснефть», «Томскнефть», малые и средние НК, т.е. компании, имеющие «свежие» запасы нефти.

Снижение годовой добычи нефти в Югре обусловлено:

- ухудшением сырьевой базы добычи нефти;
- допущенными ранее грубыми нарушениями проектных решений и слабый контроль за их реализацией;
- малыми объемами исследований кернов, флюидов, объектов и процессов

разработки, которые не обеспечивают должный уровень научного обеспечения разработки и особенно её проектирования;

- снижением объемов и эффективности применения методов интенсификации и увеличения нефтеотдачи;
- отставанием в деле совершенствования законодательной и нормативно-правовой базы в области разработки месторождений.

На рис. 3 приведена динамика эксплуатационного бурения и дебитов скважин по нефти за период 2005-2011 гг. Динамику эксплуатационного бурения по округу можно оценить как растущую. Отрадно, что, несмотря на кризисные явления в мировой и российской экономике, недропользователи округа не только не снизили объемы эксплуатационного бурения, но и нарастили их с 7,4 млн м в 2005 г. до

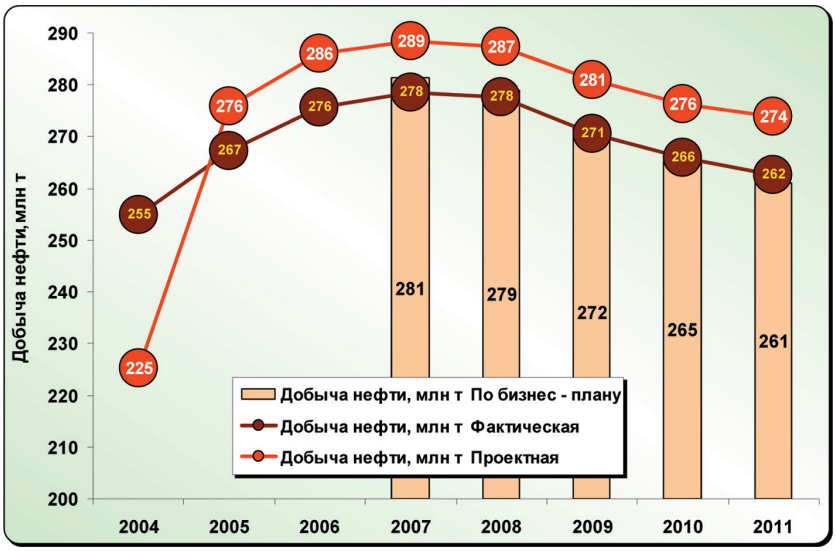

Рис.2. Динамика добычи нефти в сопоставлении с проектными показателями и бизнес - планами недропользователей

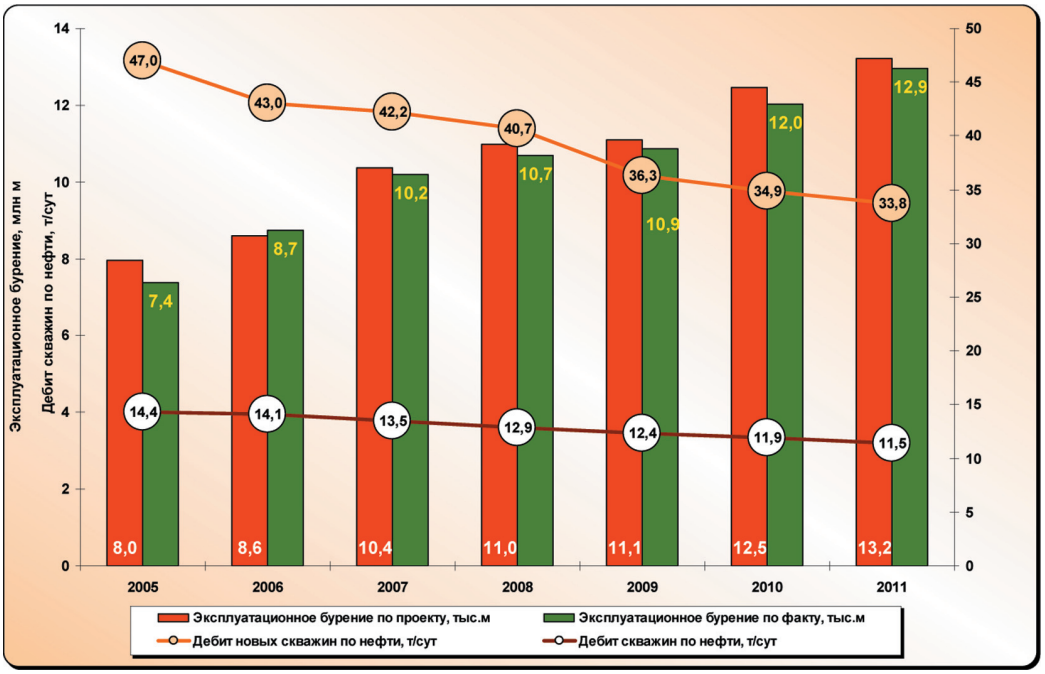

Рис. 3. Динамика объемов эксплуатационного бурения по ХМАО-Югре за 2005-2011 гг.

12,9 млн м в 2011 г. Это свидетельствует о росте инвестиций в нефтедобывающую отрасль Югры. В то же время снижение добычи нефти при растущем объеме эксплуатационного бурения отражает ухудшение состояния ресурсной базы на разрабатываемых месторождениях, о чем говорит снижение дебитов скважин по нефти.

Прирост объемов эксплуатационного бурения в 2011 г. наблюдался почти у всех недропользователей. Лидером эксплуатационного бурения в округе по-прежнему остается ОАО «Сургутнефтегаз».

Разбуренность проектного фонда скважин по округу в 2011 г. составила 58,1% по сравнению с 57,5% в 2010 г.

Действующий эксплуатационный фонд скважин округа непрерывно растет (рис. 4). С 2005 г. он увеличился с 73493 до 93448 скважин (около 20 тыс. скважин), а коэффициент его использования вырос с 78 до 85,8% (15,8%). Однако рост фонда и коэффициента его использования происходил на фоне снижения годовой добычи, что говорит о снижении продуктивности разрабатываемых запасов. Неработающий фонд с 2005 г. снизился и стабилизировался на уровне 30-31 тыс. скважин, что говорит о необходимости работы с ним.

На рис. 5 показано распределение действующих скважин по дебитам нефти в 2010 и 2011 гг. В 2011 г. увеличилось число скважин, работающих с дебитами до 15 т/сут, и добыча нефти из них. И в то же время уменьшилось число скважин, работающих с дебитами более 50 т/сут, и добыча нефти из них. В 2011 г. с дебитами меньше 5 т/сут работало 30672 скважины с годовой добычей 25 млн т нефти.

На рис. 6 показано распределение действующих скважин по обводненности продукции, из которого следует, что большинство скважин округа работает с обводненностью продукции более 50%. С обводненностью менее 50% в 2011 г. было добыто в округе 126 млн т нефти (48% годовой добычи).

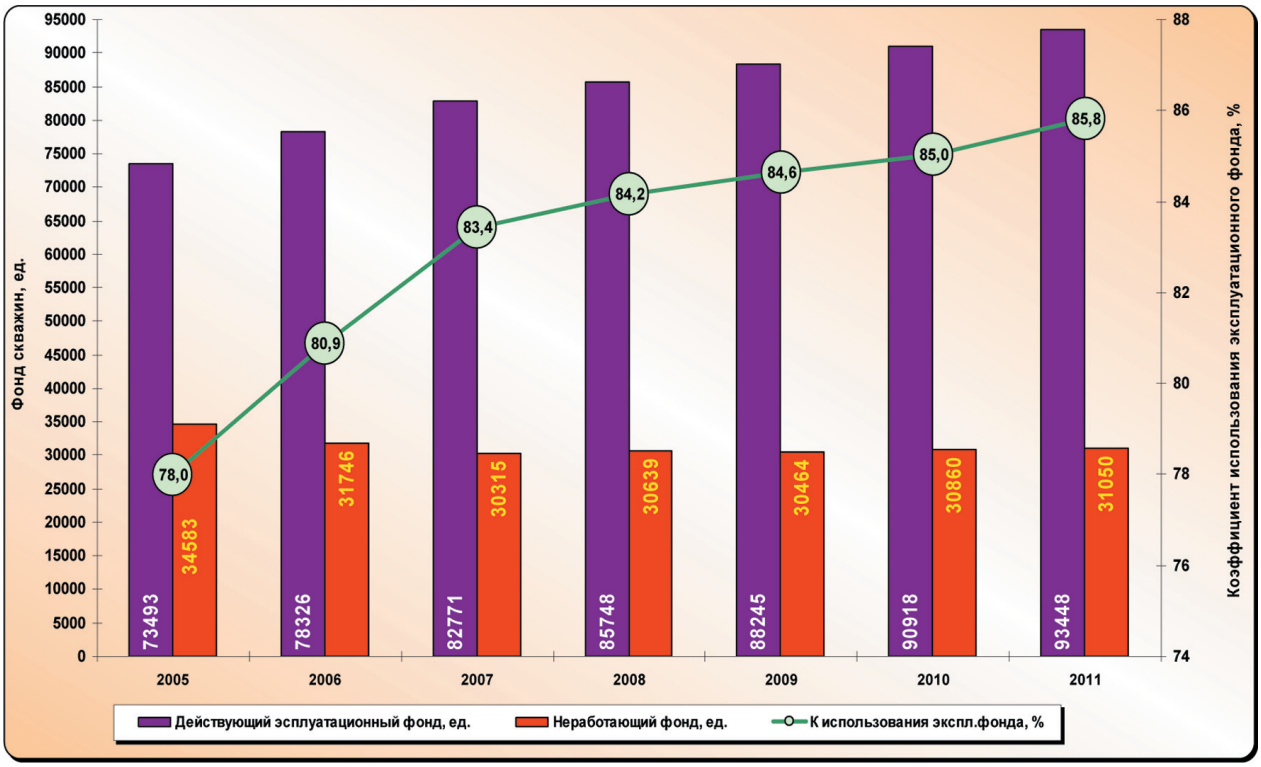

Рис.4. Динамика эксплуатационного фонда скважин по ХМАО-Югре

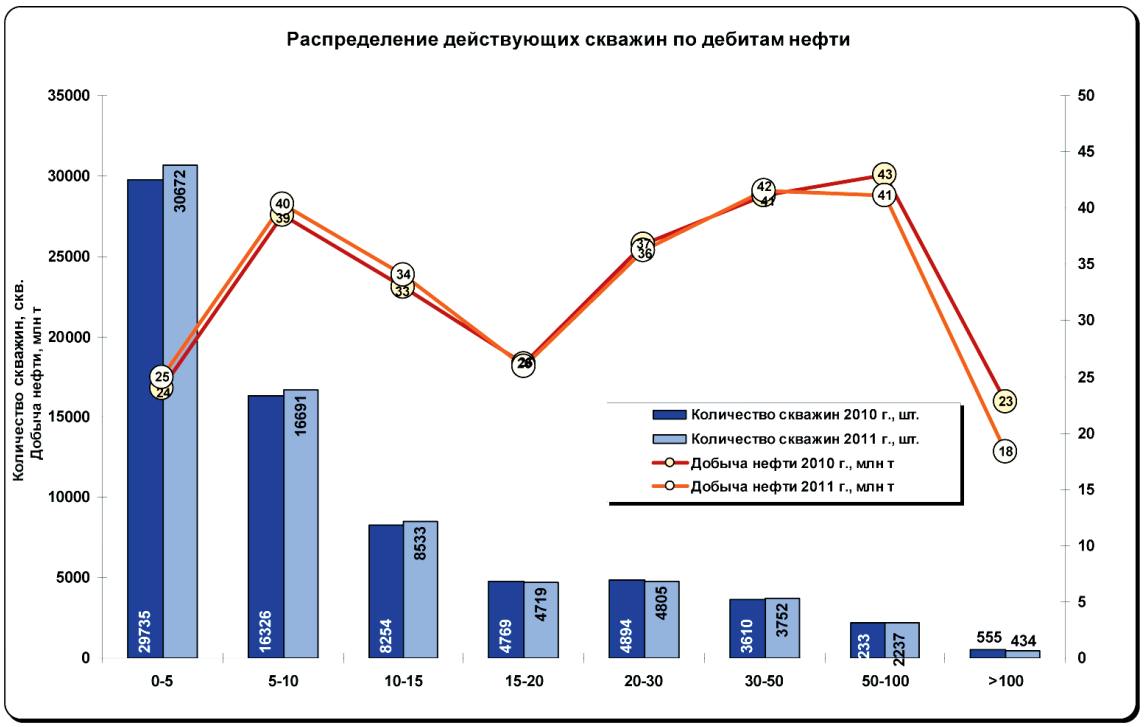

Рис.5. Распределение действующих скважин по дебитам нефти

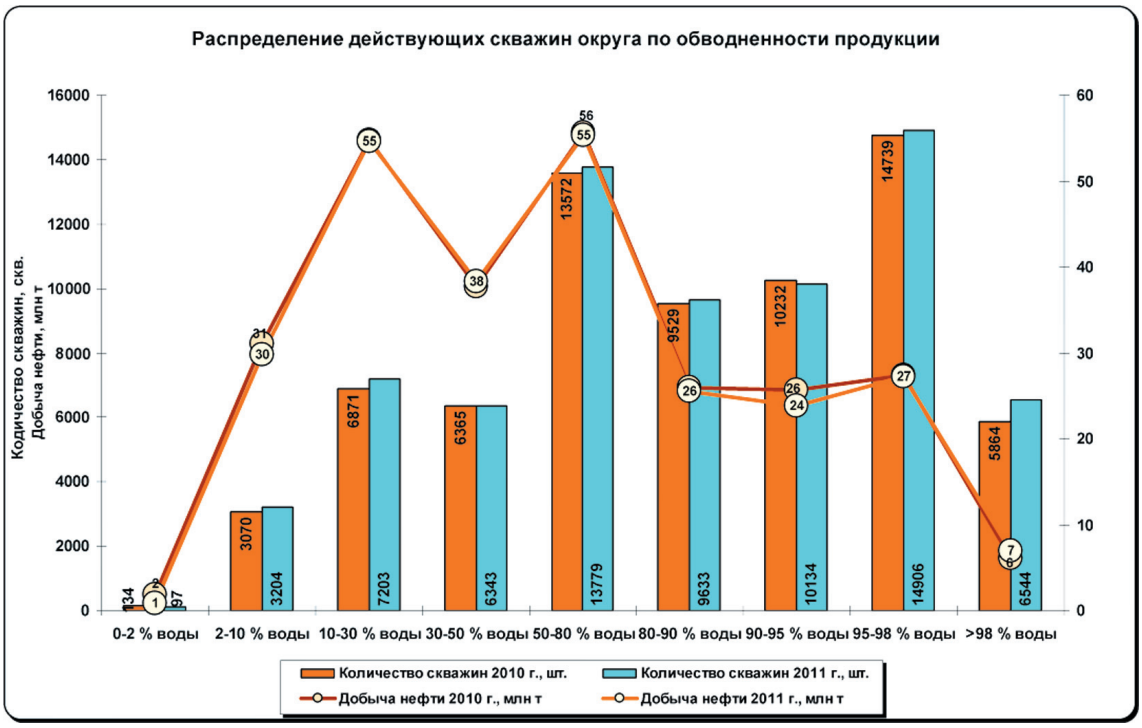

Рис.6. Распределение действующих скважин округа по обводненности продукции

Таблица 3

Годовой отбор нефти из низкодебитных и высокообводненных скважин в 2011 г.

Наименование	Количество действующих скважин		Добыча нефти	
	тыс.скв.	%	млн т	%
С дебитами меньше 5 т/сут	30,7	43	25	9
С обводненностью продукции более 95%	21,5	30	34	13
Суммарный годовой отбор из низкодебитных или высокообводненных скважин	37,6	52	48	18

В таблице 3 приведен вклад в годовую добычу низкодебитных и высокообводненных скважин. Отключение их не позволило бы добыть в 2011 году 48 млн т нефти.

Обводненность продукции скважин с 2005 г. возросла на 3,9% (рис. 7) и составила 88,1%, что является следствием допущенного в предыдущие годы сверхпроектного заводнения продуктивных пластов.

Среднегодовая приемистость нагнетательных скважин в 2011 г. 240,3 м^3/сут превышала проектную 232,4 м^3/сут. Текущая и накопленная компенсации отборов жидкости закачкой воды в 2011 г. близки к проектной.

Из-за ухудшения сырьевой базы добычи нефти и роста обводненности продукции скважин характерным для состояния разработки нефтяных месторождений ХМАО-Югры является снижение уровня добычи нефти, несмотря на рост действующего эксплуатационного фонда скважин и объемов эксплуатационного бурения.

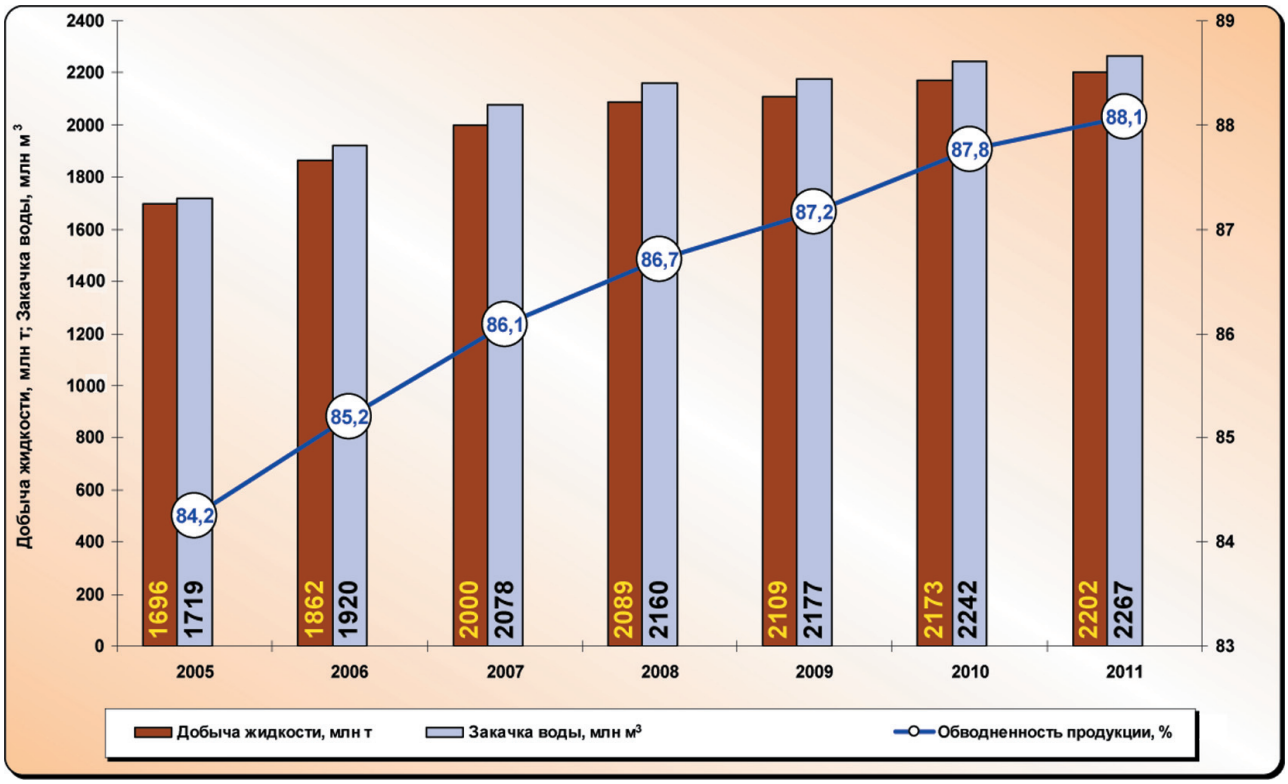

Рис. 7. Закачка воды и обводненность продукции скважин

Эпоха «легкой нефти» заканчивается и объектами разработки в округе становятся трудноизвлекаемые запасы. Тенденция ежегодного снижения добычи нефти в округе требует принятия действенных мер по стабилизации добычи. Большую роль в решении этой задачи призваны сыграть методы интенсификации и увеличения нефтеотдачи (МУН) (рис. 8). В настоящее время практически каждая пятая тонна нефти в округе добывается с применением этих методов. Эффективность методов увеличения нефтеотдачи начала снижаться. Очевидно, что традиционные технологии разработки месторождений и МУН, используемые в ХМАО, исчерпали свои возможности для роста добычи (рис. 9). Стратегия решения проблемы повышения эффективности разработки состоит в создании новых технологий нефтедобычи, которые должны базироваться на глубоких фундаментальных исследованиях.

Многолетний опыт работы по исследованию скважин и влияния на дебит скважины свойств пластовых флюидов, обводненности и газосодержания продукции привел к необходимости уточнить границы применимости классической теории фильтрации и методов воздействия на пласт.

Современные геологические и гидродинамические модели (ГДМ) пласта как с линейной, так и нелинейной фильтрацией, базируются в соответствии с действующими стандартами на средних значениях пористости, абсолютной и фазовой проницаемости, начального градиента давления сдвига. Для однородных высокопроницаемых коллекторов такой подход условно приемлем. Результаты применения известных ГДМ для обоснования повышения нефтеотдачи оказались не убедительными.

Рис.10 дает представление о структуре запасов нефти распределенного фонда недр. На

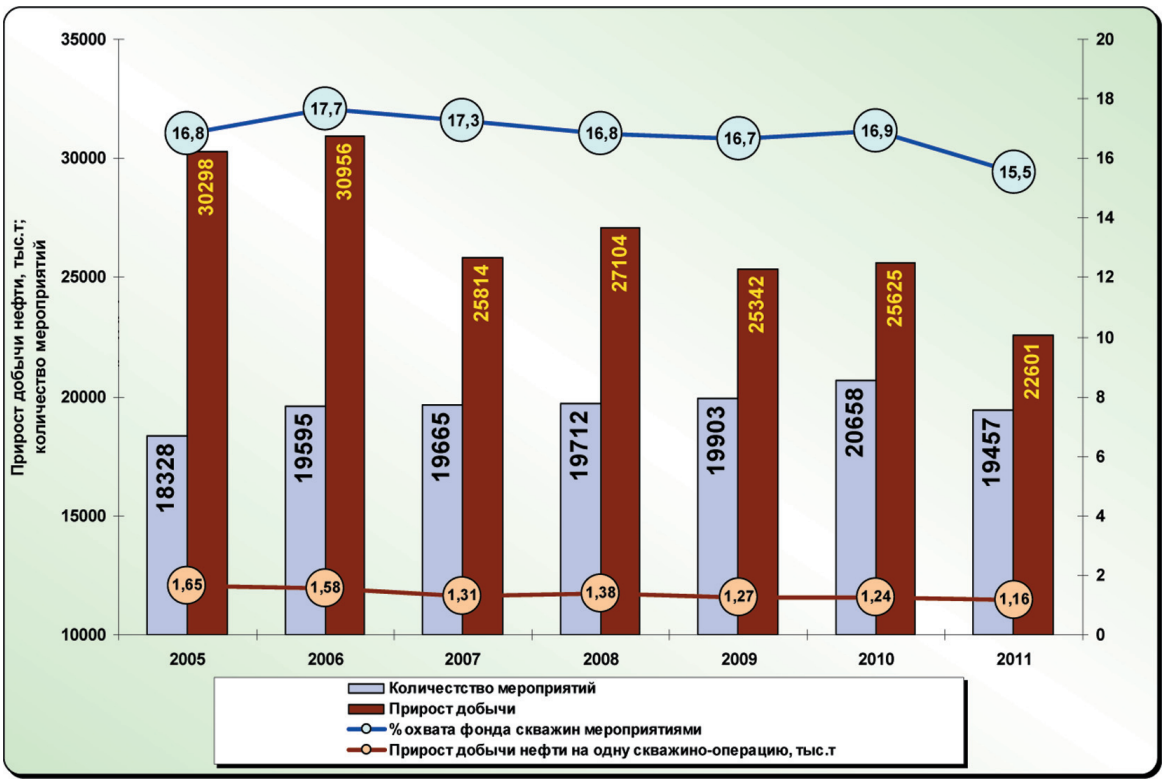

Рис.8. Динамика объемов МУН и охвата фонда скважин мероприятиями в сопоставлении с приростом добычи от их применения

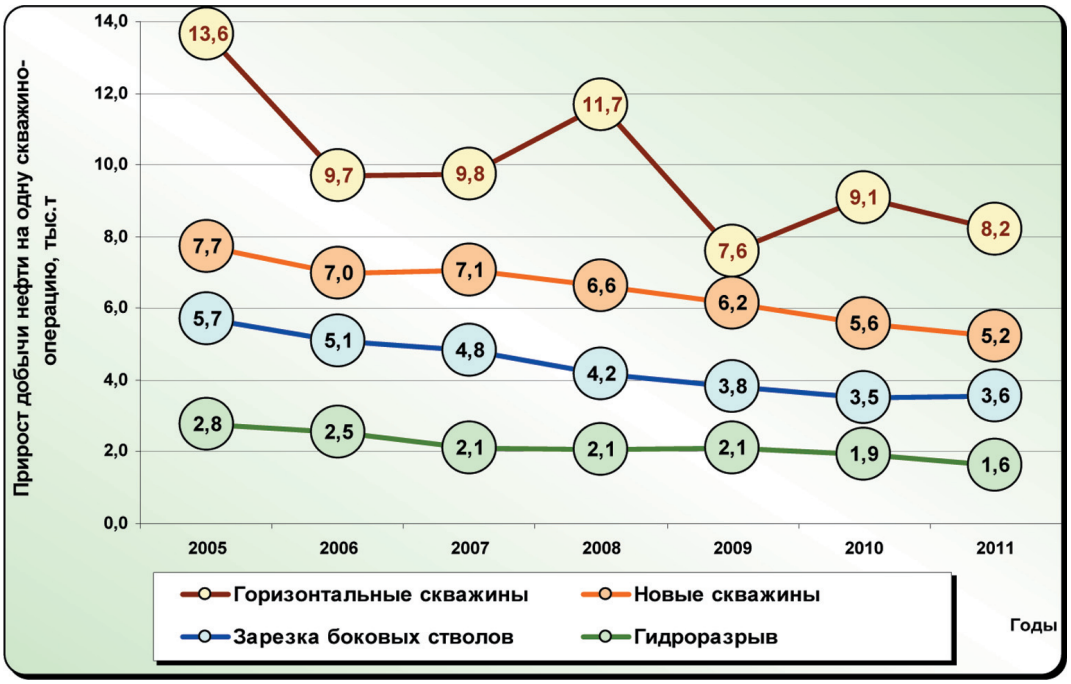

Рис.9. Эффективность методов ГТМ и бурения

01.01.2012 г. в Югре отобрано 49% запасов нефти. Разбуренные запасы с КИН – 0,408, обеспечивающие сегодняшнею добычу, составляют 18%, на долю разведанных неразбуренных запасов с КИН – 0,280 приходится 17% и на долю предварительно оцененных с КИН – 0,210 остается 16%. Оставшиеся запасы ниже по качеству, и разработка потребует значительных затрат материальных и финансовых средств. Текущий КИН на 01.01.2012 г. по округу составил 0,22 доли ед. Темп отбора от ТИЗ в 2011 г. составил 3,6%.

На рис. 11 приведено выполнение основных проектных показателей по ХМАО-Югре за 2010 и 2011 гг. Все приведенные показатели близки к проектным и не выходят за пределы 5%, за исключением среднегодовой приемистости за 2010 г.

Предложения по повышению эффективности использования запасов углеводородов:

1. Введение дифференциации налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), в рамках которой может быть решен вопрос о льготах на низкодебитные, высокообводненные скважины, высоковязкие нефти и т.п.

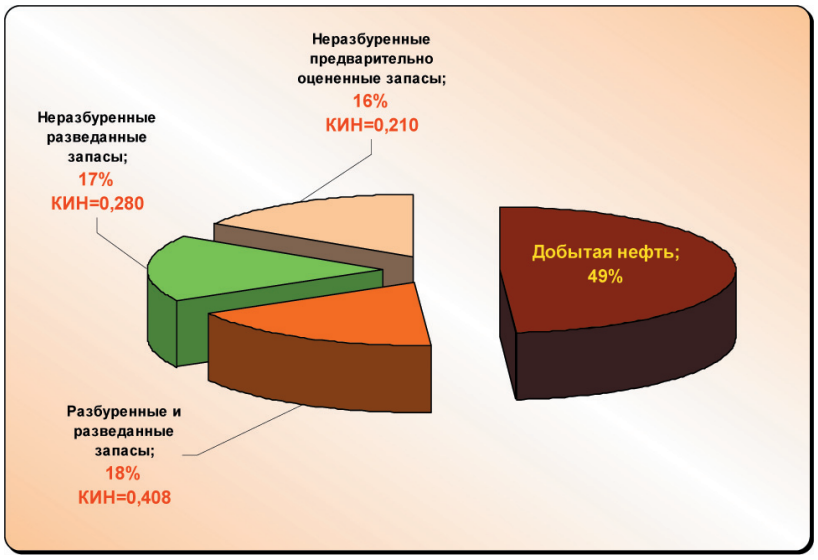

Рис.10. Структура запасов нефти распределенного фонда недр ХМАО-Югры

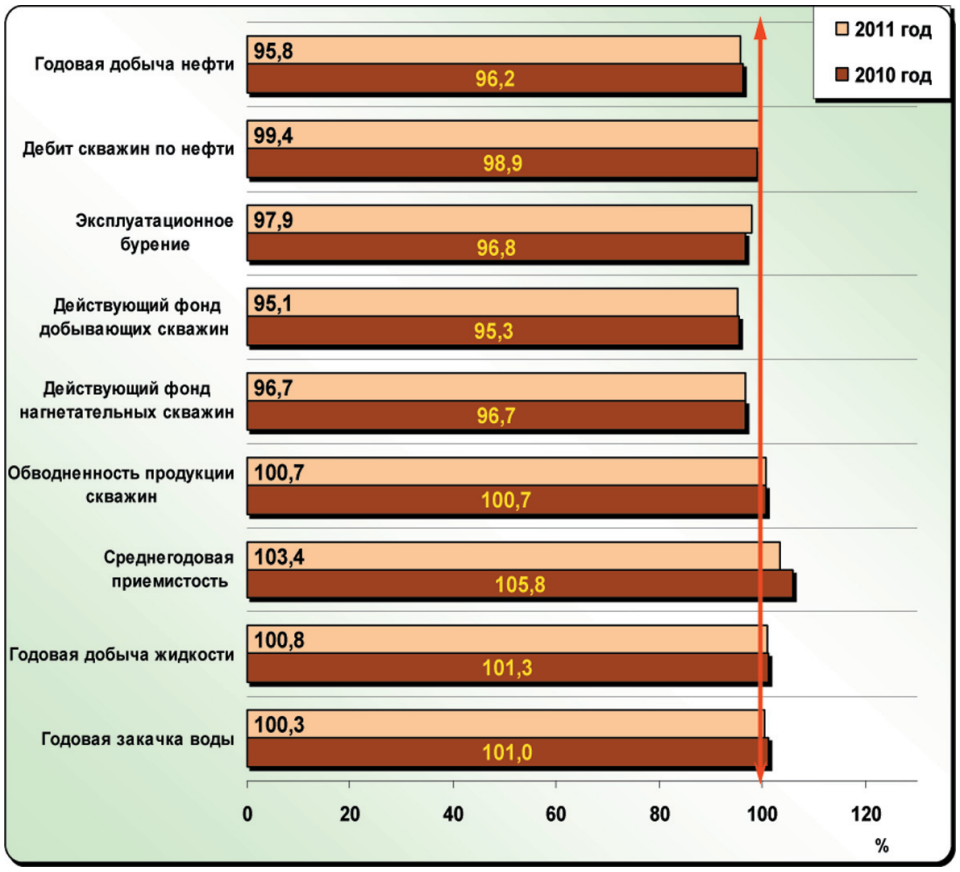

Рис. 11. Выполнение основных проектных показателей разработки по ХМАО-Югре

2. Непременным условием дифференциации НДПИ является проведение ежегодного аудита запасов углеводородного сырья с учетом экономической эффективности их разработки.

3. В рамках создаваемой Государственной информационной системы «Нефтеконтроль» в части, касающейся получения достоверной и оперативной информации о производстве нефтяного сырья, предлагается создание Мониторинга добычи нефти, предусматривающего получение сведений о работе (бездействии) каждой скважины, ее дебите по нефти, обводненности продукции и т.п. Первоначальный сбор данных и их обобщение рационально проводить на уровне субъекта федерации с последующим направлениям их в Государственную систему «Нефтеконтроль».

4. Для усиления контроля за выполнением проектных показателей технологических документов считаем необходимым краткую ежегодную отчетность недропользователей о выполнении проектных показателей, в ходе которой можно было бы вносить, при необходимости и достаточной обоснованности, частичные изменения проектных решений в рамках «Дополнений к проектным документам».

5. В целях ускорения модернизации проблемы повышения нефтеотдачи необходимо в законодательно-нормативно-правовом порядке принять меры к созданию благоприятных условий для опробования и внедрения технологий, способных в ощутимых размерах увеличить нефтеотдачу месторождений. Нуждается в законодательно-нормативно-правовом регулировании частно-государственное партнерство.

6. Одним из факторов повышения эффективности использования запасов углеводородов может стать использование зарубежных технологий, опыта и прямого партнерства с иностранными фирмами.

7. Для повышения эффективности использования запасов баженовско-абалакского комплекса Западной Сибири необходима Государственная программа создания, опробования и внедрения технологий разработки баженовско-абалакских отложений. Однако уже сейчас следует обнулить НДПИ на нефть, добываемую из этого комплекса с целью стимулирования работ в этом направлении.

8. Необходимо усилить роль регионов в повышении эффективности использования запасов углеводородов путем делегирования части федеральных прав субъектам федерации, по крайней мере, основных нефтедобывающих регионов. Необходимо повысить заинтересованность регионов в росте нефтеотдачи, т.к. добыча нефти осуществляется на их территории и социально-экономическое развитие их во многом зависит от этого.

9. Восстановить работу Территориальной комиссии по разработке Ханты-Мансийского автономного округа.

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТАВОВ ПОДВИЖНОЙ НЕФТИ ПО КЛАССАМ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЮГРЫ

А.В.Сорокин, В.Д. Сорокин, С.А.Корниенко (ООО «Омега-К»)

Согласно предложенной в работах [1, 2, 3, 4] классификации составов нефти, основанной на сравнении взаимного соотношения начальных углеводородных компонентов, все ее составы могут быть распределены между 25 классами. В используемой выборке информации на месторождениях Западной Сибири зафиксировано наличие составов нефти 21 класса, в которых есть хотя бы одна проба. Анализ информации о распределении составов подвижной нефти месторождений Западной Сибири показывает, что они в основном сконцентрированы в весьма ограниченном количестве классов.

Как показывает результат анализа, нефть разных месторождений имеет набор составов ограниченного количества классов, и интересно сравнить распределение составов нефти по классам между месторождениями разных сводов и групп, расположенных на территории Югры.

На данном этапе мы можем предложить решение данной задачи применительно к распределению информации, привязанной к месторождениям разных групп, сводов с разбиением всех данных по соответствующим классам и группам пластов.

С геологической точки зрения значительных различий в геологическом строении осадочного чехла месторождений Шаимской группы, Сургутского и Вартовского сводов не наблюдается, поэтому возможные причины различий в составе и свойствах подвижной нефти, добываемой на этих залежах, должны иметь другие причины.

В табл.1 приведена информация о распределении составов нефти разных классов месторождений разных групп и разных сводов Западной Сибири с разбиением ее по пластам, образованным в разные геологические эпохи. Используемая выборка информации в основном характеризует нефть месторождений, относимых к Шаимской группе, а также Сургутскому и Вартовскому сводам.

Общее число исследованных составов подвижной нефти Шаимской группы месторождений, Сургутского и Вартовского сводов соизмеримо между собой. Нефть группы пластов А Сургутского свода в используемой выборке информации имеет незначительное количество составов, число составов нефти других групп пластов достаточно для проведения статистического анализа.

В табл.2 приведена информация о доле составов нефти каждого класса на месторождениях разных групп и сводов с разбиением ее по группам пластов.

Анализ информации, приведенный в табл.1 и 2, позволяет сказать, что нефть Шаимской группы месторождений, месторождений Сургутского и Вартовского сводов относится ко всем классам, зафиксированным на месторождениях Западной Сибири. Составы нефти Шаимской группы месторождений соответствуют 20 классам из 21 встречаемого на месторождениях Западной Сибири, Сургутского свода – 17 классам, Вартовского свода – 14 классам. То есть, составы нефти Шаимской группы месторождений имеют более разнообразное сочетание классов за счет редко встречаемых. Следует отметить, что составы нефти 1, 3, 15, 20, 41, 57 и 59 классов данной выборки информации встречены только на залежах Сургутского, Вартовского сводов и Шаимской группы месторождений, а в нефти других нефтяных районов Западной Сибири не обнаружены.

Таблица 1

Количество составов нефти разных классов месторождений Шаимской группы, Сургутского и Вартовского сводов

Номер класса состава нефти	Количество составов, шт.								
	Месторождения								
	Шаимской группы	Сургутского свода				Вартовского свода			
	Ю	А	Б	Ю	по всем пластам	А	Б	Ю	по всем пластам
0	26		9		9		6	7	13
1	3								
3	1								
4	14								
6	27			3	3				
7	20	1		5	6				
15	9	2			2				
20	3		3		3				
22	7							1	1
30	20		7	2	9		1	11	12
31	23	2	8	6	16	20		2	22
32	19		8		8		14	6	20
41			1		1			2	2
48	53		20	16	36		34	30	64
52	17		2		2		2		2
56	97		61	51	112		52	64	116
57	1		2		2	2			2
59	3			1	1		1		1
60	120		132	22	154	17	75	17	109
62	181	2	141	9	152	72	108	13	193
63	80	3	14	7	24	48	33	2	83
Итого	**724**	**10**	**408**	**122**	**540**	**159**	**326**	**155**	**640**

Таблица 2

Доля составов нефти разных классов месторождений Шаимской группы, Сургутского и Вартовского сводов

Номер класса состава нефти	Доля составов, %								
	Месторождения								
	Шаимской группы	Сургутского свода				Вартовского свода			
	Ю	А	Б	Ю	по всем пластам	А	Б	Ю	по всем пластам
0	3,6		2,2		1,7		1,8	4,5	2,0
1	0,4								
3	0,1								
4	1,9								
6	3,7			2,5	0,6				
7	2,8	10,0		4,1	1,1				
15	1,2	20,0			0,4				
20	0,4		0,7		0,6				
22	1,0							0,6	0,2
30	2,8		1,7	1,6	1,7		0,3	7,1	1,9
31	3,2	20,0	2,0	4,9	3,0	12,6		1,3	3,4
32	2,6		2,0		1,5		4,3	3,9	3,1
41			0,2		0,2			1,3	0,3
48	7,3		4,9	13,1	6,7		10,4	19,4	10,0
52	2,3		0,5		0,4		0,6		0,3
56	13,4		15,0	41,8	20,7		16,0	41,3	18,1
57	0,1		0,5		0,4	1,3			0,3
59	0,4			0,8	0,2		0,3		0,2
60	16,6		32,4	18,0	28,5	10,7	23,0	11,0	17,0
62	25,0	20,0	34,6	7,4	28,1	45,3	33,1	8,4	30,2
63	11,0	30,0	3,4	5,7	4,4	30,2	10,1	1,3	13,0

Составы нефти Шаимской группы месторождений представлены пробами, отобранными из юрских залежей. Основная доля составов нефти приходится на наиболее многочисленные на месторождениях Западной Сибири - 48, 56, 60, 62 и 63 классы. Доли составов нефти указанных классов Шаимской группы месторождений мало отличаются от долей составов этих классов используемой выборки по месторождениям Западной Сибири.

Нефть месторождений Сургутского и Вартовского сводов используемой выборки информации относится к группе пластов А, Б и Ю. Количество составов по группам пластов разное, особенно их малым количеством исследована нефть группы пластов А Сургутского свода. Составы нефти группы пластов Б Сургутского свода 60 и 62 классов (наиболее многочисленные на месторождениях Западной Сибири) на этих месторождениях имеют еще большую долю (выше, примерно, на 30%), группы пластов Ю 60 класса близка к доле всей выборки, а 62 класса – в 4 раза ниже.

Составы нефти месторождений Вартовского свода групп пластов А, Б и Ю представлены в количестве, достаточном для статистического анализа. Доли составов нефти группы пластов А 31, 60, 62 и 63 классов соответствуют долям составов нефти этих классов всей выборки информации. Доли составов нефти 48, 56, 60 и 62 классов группы пластов Б близки к долям всей выборки информации по этой группе пластов, а доля составов нефти 63 класса примерно в два раза ниже. Доли составов нефти группы пластов Ю месторождений Вартовского свода отличаются от долей составов нефти соответствующих классов для всей выборки информации по группе пластов Ю. Например, доля составов нефти 30 класса месторождений этого свода примерно в 2,5 раза выше, 48 класса – в 2 раза выше, 56 класса – в 2,7 раза выше, 60 класса – в 2,6 раза ниже, 62 класса – в 3,5 раза ниже, 63 класса – в 4 раза ниже долей составов соответствующих классов для всей выборки информации по группе пластов Ю.

Сравнить между собой распределение составов нефти по классам для месторождений разных групп и сводов не представляется возможным, т.к. на месторождениях Шаимской группы продуктивные пласты групп А и Б отсутствуют, а на месторождениях Сургутского свода составов нефти группы пластов А недостаточно для анализа. Как характерную особенность можно отметить наличие в пластах группы А месторождений Вартовского свода в относительно большом количестве составов нефти 31 и 57 классов. Составы нефти этих классов достаточно редко встречаются не только в залежах группы пластов А, но и других групп пластов месторождений Сургутского свода, да и в целом на месторождениях Западной Сибири.

На рис.1-3 приведено распределение составов нефти по наиболее многочисленным классам месторождений Шаимской группы, Сургутского и Вартовского сводов.

Доли составов нефти группы пластов Б месторождений Сургутского и Вартовского сводов тех классов, которые указаны на рис.2 и 3, в основном довольно близки между собой, в качестве исключения можно отметить составы нефти 63 класса. Доля составов нефти этого класса на месторождениях Сургутского свода в 3 раза ниже, чем на месторождениях Вартовского свода.

Сравнение долей составов нефти группы пластов Ю Шаимской группы месторождений, Сургутского и Вартовского сводов (см. рис.1-3) позволяет отметить следующее: доли составов нефти указанных классов на месторождениях Сургутского и Вартовского сводов близки между собой, а доли составов нефти соответствующих классов Шаимской группы месторождений сильно отличаются от их доли на месторождениях Сургутского и Вартовского сводов. Доли составов нефти 48 и 56 классов на месторождениях Шаимской группы меньше, с одновременным увеличением долей составов нефти 62 и 63 классов.

Сравнивая доли составов нефти основных классов разных групп пластов месторождений Сургутского и Вартовского сводов, можно отметить существенную разницу долей одних и тех же классов в нефти разных групп пластов. Кроме того, нефть группы пластов А Сургутского свода содержит в достаточно большом

количестве составы нефти тех классов, которые не характерны для составов нефти группы пластов Б и Ю как Сургутского, так и Вартовского сводов.

Различия в соотношениях концентраций начальных углеводородных компонентов в составах нефти месторождений одного свода можно продемонстрировать на примере месторождений Сургутского свода. Сгруппировав все месторождения в две группы: северную и южную с условной границей, проведенной южнее Холмогорского месторождения, и сравнив распределение составов нефти по классам, можно сделать следующий вывод.

Все юрские залежи расположены в южной части, а залежи группы пластов А – в северной, поэтому сравнение долей составов разных классов можно провести только по залежам группы пластов Б. Результаты распределения долей составов по классам для этого случая приведены в табл.3.

Анализ результатов сравнения (табл.3) долей составов нефти месторождений северной и южной части Сургутского свода показывает, что примерное равенство долей наблюдается у нефти 63, 62, 56, 52 и 30 классов. Существен-

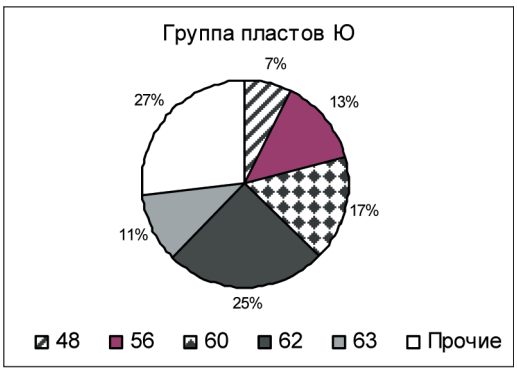

Рис.1. Распределение составов нефти по классам для месторождений Шаимской группы

Рис.2. Распределение составов нефти по классам для месторождений Сургутского свода

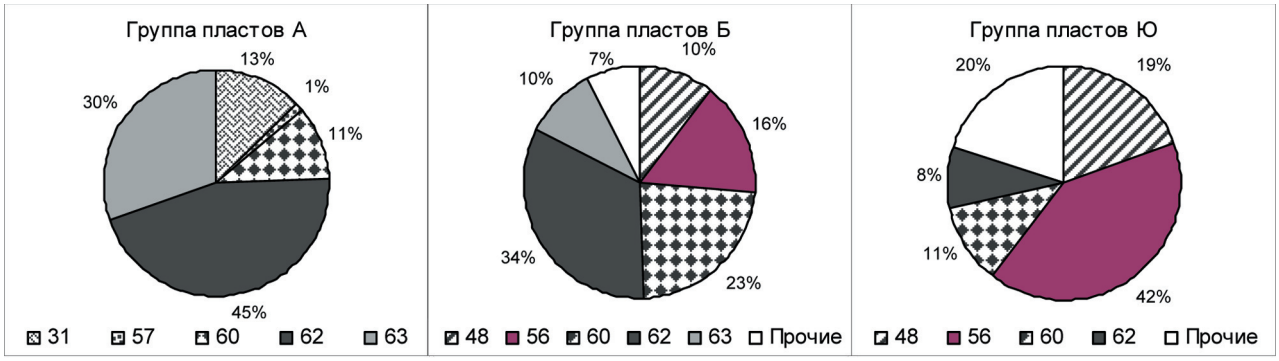

Рис.3. Распределение составов нефти по классам для месторождений Вартовского свода

Таблица 3

Доля составов нефти разных классов месторождений северной и южной части Сургутского свода

Номер класса состава нефти	Доля составов, %	
	Группа пластов Б	
	северная часть	южная часть
0	6,6	
20	2,2	
30	1,5	1,8
31	5,9	
32	5,9	
41		0,4
48	9,6	2,6
52	0,7	0,4
56	14,0	15,4
57		0,7
60	19,1	39,0
62	31,6	36,0
63	2,9	3,7

ную разницу долей составов имеет нефть 60 и 48 классов. Нефть 0, 20, 31 и 32 классов обнаружена только на месторождениях северной части этого свода, а 41 и 57 классов – на месторождениях южной части. Из анализа приведенных материалов следует, что нефть месторождений северной и южной части Сургутского свода имеет разное распределение составов по ряду классов, нефть некоторых классов встречена только в разных частях свода.

Различия в распределении составов в юрской нефти Шаимской группы, Сургутского и Вартовского сводов по классам могут иметь три причины: изначальное различие в составе исходного вещества; разницу параметров процессов, при которых происходит образование углеводородов нефти, и разницу значений современных термобарических условий нахождения нефти в залежах.

Средние значения температуры нефти в залежах и глубины их залегания по Шаимской группе, Сургутскому и Вартовскому сводам приведены в табл.4.

Информацию о различиях в составе исходного вещества, из которого образована нефть разных месторождений и параметрах процесса ее образования, на данном этапе получить и сравнить не представляется возможным. Оста-

Таблица 4

Средние значения глубины залегания и температуры нефти в залежах Шаимской группы, Сургутского и Вартовского сводов

Группа пластов	Температура, ^{0}C			Глубина залегания, км		
	Шаимская группа	Сургутский свод	Вартовский свод	Шаимская группа	Сургутский свод	Вартовский свод
А		64	70		1,99	1,80
Б		81	83		2,45	2,36
Ю	78	86	91	1,82	2,75	2,70

ется констатировать как факт наличие связи между глубиной залегания, температурой нефти в ловушке и различиями в соотношении начальных углеводородных компонентов в составах нефти Шаимской группы, Сургутского и Вартовского сводов, но обосновать причинно-следственную связь затруднительно из-за незначительного объема информации.

Выводы

1. Подвижная нефть Шаимской группы месторождений распределена по большему количеству классов по сравнению с нефтью месторождений Сургутского и Вартовского сводов.
2. Подвижная нефть групп пластов А месторождений как Сургутского, так и Вартовского сводов, имеет разный набор классов и их долю в общей выборке.
3. Подвижная нефть группы пластов Б Сургутского и Вартовского сводов имеет близкое соотношение составов по классам.
4. Подвижная нефть группы пластов Ю Сургутского и Вартовского сводов имеет близкое соотношение долей составов нефти по классам.
5. Подвижная нефть группы пластов Ю Шаимской группы месторождений имеет доли составов нефти определенных классов, сильно отличающиеся от долей составов нефти тех же классов группы пластов Ю месторождений Сургутского и Вартовского сводов.
6. Месторождения северной и южной части Сургутского свода имеют разное распределение составов подвижной нефти по классам.
7. Подвижная нефть месторождений разных сводов и разных месторождений одного свода не имеет общего происхождения (генетической связи).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Сорокин А.В., Сорокин В.Д., Сорокина М.Р.* Основные закономерности распределения начальных компонентов в составе подвижной нефти // Известия вузов. Нефть и газ. – Тюмень.– 2006.– № 1.– С.38-43.
2. *Сорокин А.В., Сорокин В.Д.* Распределение концентрации индивидуальных компонентов в подвижной нефти различных типов состава // Известия вузов. Нефть и газ. – Тюмень.– 2006.– №3. – С.39-44.
3. *Сорокин А.В., Сорокин В.Д., Сорокина М.Р.* Закономерности распределения начальных компонентов в составе подвижной нефти месторождений Западной Сибири // Моделирование технологических процессов нефтедобычи. – Тюмень: «Вектор-Бук». – 2006.– №6. – С.22-28.
4. *Сорокин А.В., Сорокин В.Д.* Основы классификации нефти по компонентному составу // ROGTEC. – 2007.– Вып.9.– С.20-30.

МОДИФИЦИРОВАННАЯ МЕТОДИКА АНАЛИЗА ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАТЕМАТИЧЕСКОГО АППАРАТА

Т.Н. Печёрин (АУ« Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И.Шпильмана»)

В связи со вступлением большого количества эксплуатационных объектов нефтяных месторождений ХМАО-Югры в позднюю стадию разработки, характеризующуюся высокой степенью выработки запасов и обводненности продукции, актуальной становится задача оценки потенциально извлекаемых запасов, т.е. тех запасов, которые могут быть извлечены из пласта при сохранении состояния разработки.

РД 153-39.0-110-01 [1] рекомендует использовать для решения этой задачи характеристики вытеснения – математические функции для аппроксимации кривой выработки запасов эксплуатационного объекта. Подбор каждой конкретной функции осуществлялся эмпирически, в условиях ограниченной выборки геолого-физических условий, что обусловило как многообразие этих функций, так и ограничение их применимости. Кроме того, использование любого из показателей работы эксплуатационного объекта обусловливает как достоинства, так и недостатки методики в целом.

Так, использование интегральных показателей разработки (накопленной добычи нефти, жидкости или воды, накопленного водонефтяного фактора) делает методику малочувствительной к изменению текущего состояния, вызываемого системным применением ГТМ. Соответственно, аппроксимация фактических динамик добычи при помощи этих характеристик осуществляется с большей достоверностью. С другой стороны, дифференциальные параметры (дебиты, текущие отборы, обводненность и ВНФ) позволяют лучше учитывать изменения текущего состояния, которые в значительной мере сглаживаются при использовании интегральных показателей.

Вышеперечисленные обстоятельства вынуждают использовать одновременно несколько характеристик вытеснения, тем самым сводя к минимуму недостатки каждой из них. При этом конечным результатом анализа становится усредненная оценка потенциально извлекаемых запасов либо интервал оценок.

Целью данной работы является совершенствование подходов к анализу выработки запасов нефтесодержащих пластов, прежде всего, в части оценки их потенциально извлекаемых запасов. В задачу настоящего исследования входит создание методики анализа выработки запасов, которая бы минимизировала недостатки других аналогичных методик (прежде всего, методов характеристик вытеснения) и в то же время не требовала большего объема и более высокого качества исходной информации.

За основу была взята методика В.Ф. Базива [2], описывающая процесс выработки запасов в координатах (КИН, τ), где τ – кратность промывки (отношение накопленных отборов жидкости к величине начальных балансовых запасов):

$$\tau = \frac{\sum Q_{ж.пл.у}}{НБЗ_{пл.у}},$$

где $Q_{ж.пл.у}$ – текущие (например за год) отборы жидкости в пластовых условиях; $НБЗ_{пл.у}$ – величина начальных балансовых запасов в пластовых условиях.

Пример описания представлен на рис. 1.

Конечная величина коэффициента извлечения нефти определяется по оси ОХ – как значение аргумента, соответствующее величине кратности промывки (красная кривая),

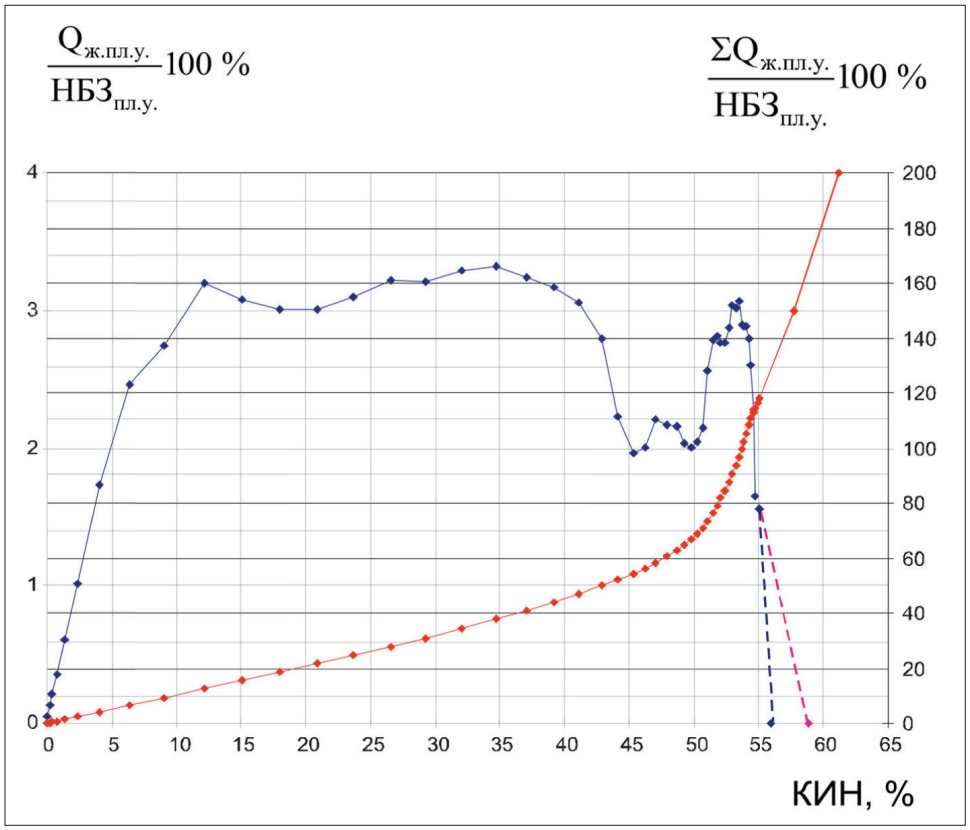

Рис. 1. Пример описания выработки запасов объекта с помощью методики В.Ф. Базива

устремленной к бесконечности (т.е. за пределы графика), либо ее производной по времени (синяя кривая), экстраполированной до нуля.

Приведенный пример позволяет продемонстрировать не только работу методики, но и ее сильные и слабые стороны. К первым относится очевидная простота использования методики, требующей в качестве исходных данных примерно ту же информацию, что и характеристики вытеснения (данные о добыче нефти и жидкости). Кроме того, кривые выработки запасов в координатах, предложенных В.Ф. Базивым, характеризуются безразмерностью и унификацией. Первое обстоятельство позволяет одновременно анализировать выработку запасов по нескольким объектам, имеющим взаимную аналогию и в то же время различающихся состоянием разработки. Унифицированный же вид кривых облегчает сам процесс анализа и описание его результатов.

В свою очередь, недостатки методики В.Ф.Базива проистекают, главным образом, из визуального характера анализа. Так, визуальный подход не только не позволяет автоматизировать данный анализ, но и обеспечить многократную подтверждаемость результатов, поскольку выбор самого направления экстраполяции оказывается субъективным. Последнее обстоятельство приведено на рис.1, где выбрано 3 варианта экстраполяции, а значения КИН, полученные при этом, различаются примерно на 0.05 д.ед.

Кроме того, визуальный анализ в предложенных координатах может быть осуществлен только на поздней стадии разработки, когда тенденция снижения наблюдается по динамике годовых отборов не только нефти, но и жидкости. В приведенном примере, судя по форме искривления графиков, обводненность уже превысила 90%, а основной объем потен-

циально извлекаемых запасов выработан. В этих условиях прогнозирование потенциально достижимой нефтеотдачи практически теряет смысл, поскольку даже без прогноза становится очевидным, что эта нефтеотдача близка к уже извлеченному объему запасов.

Визуальный подход к анализу и все вышеописанные недостатки методики В.Ф.Базива обусловлены ее слабой математической проработкой. Несмотря на то, что автору методики удалось выделить основные закономерности, влияющие на поведение кривых выработки запасов, простого (и в то же время адекватного) математического описания этих закономерностей предложено не было.

В свою очередь, в рамках настоящего исследования рассмотрено 2 варианта такого описания:

$$\tau = F(X),$$
$$\tau = X + Y(X)$$

где $F(X)$ – некая функциональная зависимость, X – величина коэффициента извлечения нефти (и эквивалент полезной работы в процессе вытеснения нефти); Y – отношение накопленных отборов воды к НГЗ (по сути – мера энтропии в процессе вытеснения нефти водой).

Поведение как кратности промывки F, так и ее разности с X, в зависимости от величины аргумента подчиняется следующим закономерностям:

- равенство нулю при нулевом значении X;
- наличие линейного участка при сравнительно небольших значениях X;
- ускоряющийся рост, а также стремление функции к бесконечности при конечном значении X.

Всем приведенным признакам удовлетворяет функция тангенса ($y = tgx$), т.е. и кратность промывки, и мера ее энтропии могут быть математически описаны следующим образом:

$$F(X) = A \cdot tg(BX)$$

либо

$$Y(X) = A \cdot tg(BX)$$

Параметры A и B в обоих случаях являются независимыми настраиваемыми константами. В связи с нелинейным характером функциональных зависимостей, для подбора конкретных значений A и B необходимо применять итерационные методы, основанные на вариационном исчислении (метод Ньютона, метод сопряженных градиентов и т.д.).

В обоих случаях конечной нефтеодаче соответствует стремление функции F либо компоненты Y к бесконечности (бесконечная промывка). В то же время $tg\frac{\pi}{2} \to \infty$.

Отсюда найдем выражение для конечной нефтеотдачи. Из соотношения $BX_{\max} = \frac{\pi}{2}$ следует выражение:

$$КИН_{\max} = X_{\max} = \frac{\pi}{2B},$$

где $X_{\max}$ – потенциально достижимое значение КИН, соответствующее бесконечной промывке начальных балансовых запасов.

Таким образом, величина КИН в обоих случаях зависит только от одной из двух констант. Параметр A, зависящий от разницы объемных и динамических свойств воды и нефти, а также от величины начальных геологических запасов, влияния на конечную нефтеотдачу не оказывает.

Предпочтение второму варианту математического описания: $\tau = X + A \cdot tg(BX)$ было отдано из следующих соображений. Прежде всего, данный вариант показал лучшую сходимость при проведении серии численных экспериментов с подбором значений A и B итерационными методами, в то время как первый вариант описания, несмотря на свою кажущуюся простоту, демонстрировал значительный разброс полученных результатов.

Причина такого разброса (по сути – многозначности результатов) заключается в упоминавшемся выше наличии линейного участка кривой кратности промывки и ее компоненты $Y(X)$. В этом случае $A \cdot tg(BX) \approx ABX$, т.е. A и B перестают быть независимыми величинами,

превращаясь в сомножители углового коэффициента линейной функции. И чем протяженнее является линейный участок кривой, тем в большей степени аппроксимация тяготеет к неоднозначности определения настраиваемых параметров.

Вычитание же из анализируемой кривой хотя бы части ее линейной составляющей делает нелинейность этой кривой более заметной и явно выраженной. Что собственно и было сделано при разделении кратности промывки на две компоненты.

Кроме того, описание водяной компоненты кратности промывки (отборы жидкости за вычетом отборов нефти, отнесенные к НБЗ) как функции с постоянным коэффициентом пропорциональности позволяет пренебрегать разницей объемных свойств нефти в пластовых и поверхностных условиях, поскольку эта разница также выражается через постоянные множители (объемный коэффициент и плотность нефти). Проще говоря, компоненту Y можно вычислять не только как

$$Y(X) = \frac{\sum Q_{в.пл.у}}{НБЗ_{пл.у}},$$

но и просто как

$$Y(X) = \frac{\sum Q_{в.}}{НБЗ},$$

тем самым обходясь меньшим количеством исходных данных.

Примеры аппроксимации кривых выработки запасов предложенным выражением представлены на рис. 2.

Отдельно следует остановиться на границах применимости методики Базива с учетом предложенной модификации. Линейный участок, вносящий в результаты обработки неоднозначность, соответствует относительно стабильной величине обводненности или водонефтяного соотношения. Такая стабильность характерна для стадии растущей добычи, когда обводнение переходящего фонда частично компенсируется вводом новых скважин с

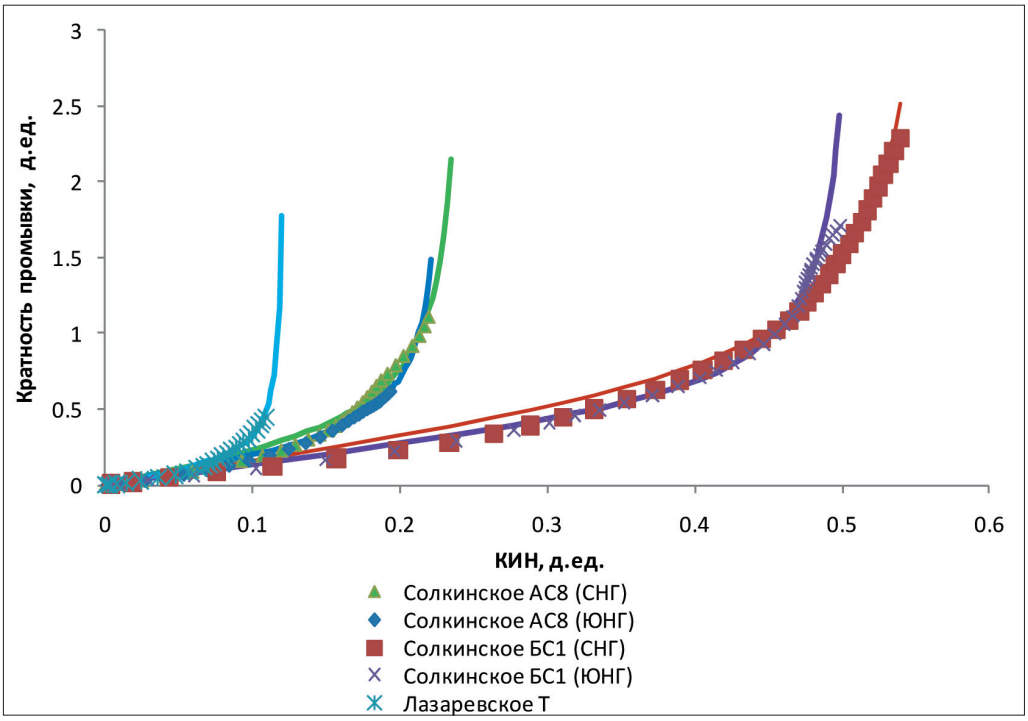

Рис. 2. Примеры кривых выработки запасов эксплуатационных объектов в координатах В.Ф. Базива (точки) и их аппроксимация предложенной зависимостью $\tau = X + A \cdot tg(BX)$ (линии)

низкой обводненностью. На более же поздних стадиях обводненность имеет тенденцию к росту, а кривая кратности промывки (как и ее компоненты *Y*) становится нелинейной, точнее – растущей с ускорением. Примечательно, что данный эффект можно наблюдать раньше, чем объект выйдет на завершающую стадию разработки.

Тем не менее, для анализа с применением предложенной зависимости определенное значение имеют и данные, соответствующие ранним стадиям разработки. Упоминавшееся выше соотношение $A \cdot B = const$, получаемое как раз на этих стадиях, позволяет ограничить область допустимых значений для настраиваемых параметров и, соответственно, облегчить их определение. Однако анализ линейного участка может быть полезен только при наличии у объекта опыта разработки на более поздних стадиях, например, на стадии прогрессирующего обводнения.

Соответственно, качество результатов анализа с помощью предложенной методики тем выше, чем больший диапазон опыта разработки включен в массив исходных данных. Наиболее предпочтительной представляется обработка технологических показателей за всю историю разработки с ее начала. Этим предлагаемый подход к анализу отличается от метода характеристик вытеснения, использующего для анализа лишь наиболее свежие данные (например, за последние 5 лет) и показывающего наилучшие результаты на поздних стадиях разработки.

Работоспособность методики В.Ф.Базива с учетом предложенных модификаций изучалась на выборке из 33 эксплуатационных объектов 25 месторождений ХМАО-Югры, находящихся на поздней стадии разработки. Результаты методики в части оценок потенциально извлекаемых запасов объектов сравнивались с соответствующими результатами по характеристикам вытеснения С.Н.Назарова - Н.В.Сипачева, Г.С.Камбарова, Н.А.Черепахина - Г.Т.Мовмыги, Ф.А.Гарба - Э.Х.Циммермана.

Примечательно, что первые две характеристики используют только интегральные показатели разработки (накопленные отборы). Две другие характеристики используют дифференциальную величину, а именно – водонефтяной фактор, отличающийся высокой чувствительностью к внешнему воздействию на эксплуатационный объект. В этой связи вполне естественным представляется совместное использование данных характеристик с целью взаимного дополнения их преимуществ и минимизации влияния их недостатков на конечные результаты.

Результаты обработки технологических показателей объектов, входящих в выборку, сравнение результатов оценки потенциально извлекаемых запасов, полученных с использованием характеристик вытеснения и с помощью предлагаемой методики, представлены в табл. 1.

Как показывают цифры, приведенные в табл. 1, результаты характеристик вытеснения Камбарова и Сипачева-Назарова в большинстве превышают усредненную по всем пяти методикам оценку. Характеристики вытеснения Черепахина-Мовмыги и Гарба-Циммермана, в свою очередь дают результаты ниже усредненных. Что же касается модифицированной методики В.Ф. Базива, то ее результаты чаще всего близки к средним значениям.

Последнее обстоятельство позволяет считать эту методику более эффективной, поскольку она позволяет получить примерно те же результаты, что и при совместном использовании вышеперечисленных характеристик вытеснения. Соответственно, необходимость в таком использовании отпадает.

Таким образом, предлагаемая модификация методики В.Ф.Базива позволяет устранить ее главный недостаток – визуальный характер анализа и, соответственно, субъективность полученных результатов. Кроме того, предлагаемое математическое описание процесса выработки запасов в соответствующих координатах расширяет границы применимости данной методики, позволяя использовать ее на других, более ранних стадиях разработки.

Предложенная модификация методики В.Ф.Базива испытана на выборке из 33 объектов 25 месторождений ХМАО-Югры. Испытание показало не только работоспособность

Таблица 1

Результаты оценки потенциально извлекаемых запасов по объектам первой группы

Месторождение	Объект	Оценка потенциально извлекаемых запасов, тыс. т					
		Сипачева-Назарова	Камбарова	Черепахина-Мовмыги	Гарба-Циммермана	Базива (модификация)	среднее
Холмогорское	$БС_{10}$	15322.8	15005.6	12131.8	13212.1	14012	13936.9
Пограничное	$БС_{11}$	62597.7	64360.3	58569.8	58409.4	61906.2	**61168.7**
Северо-Варьеганское	$БВ_{8}$	38976	39751	37547.6	36767.9	38841.3	**38376.8**
Варьеганское	$БВ_{4}$	6039.5	6286.5	5138.4	5125.4	6001.2	**5718.2**
Варьеганское	$БВ_{9}$	19014.3	19555.2	18053.7	17895.3	18903.9	**18684.5**
Ватинское	$БВ_{1}$	5041.4	5024.7	4241.9	4429.7	4816.6	4710.9
Тепловское	$БС_{10}$	4246.3	4119.3	3641.3	3674.6	4134.5	**3963.2**
Тепловское	$БС_{6}$	25943.7	25736.5	24225.8	25835.8	23784.1	**25105.2**
Правдинское	$БС_{5}$	7429.8	6647.2	6611.9	6607.5	7251.2	**6909.5**
Ефремовское	$БС_{10}$	13506.9	13505.9	12376	12471.3	13267.1	**13025.4**
Южно-Балыкское	$БС_{10}^{М}$	74410.4	77591.5	74049.5	73272.5	73484.3	74561.6
Южно-Сургутское	$БС_{10}^{1}$	118664.1	120197.3	105876.4	118363.5	114966.8	**115613.6**
Локосовское	$БВ_{5}$	29406.3	30670.4	26244	25972.5	28483.6	**28155.4**
Покачевское	$БВ_{0}$	1092	992.6	911.3	978.2	992.2	**993.2**
Быстринское	$БС_{2}$	52617.7	52920.6	47025.7	50040.8	51241.3	**50769.2**
Быстринское	$БС_{1}$	33907.9	33771.8	29626	29615.1	32108.1	31805.8
Западно-Сургутское	$БС_{10-11}$	139685.2	133282.8	118629.6	153439.7	117065.4	**132420.5**
Западно-Сургутское	$БС_{1}$	62860.2	62633.5	60126.2	63513.6	61277.5	**62082.2**
Западно-Сургутское	$БС_{2-3}$	35296.8	35622	32749.8	34072.1	34606.1	**34469.3**
Мамонтовское	$БС_{8}$	15200.9	15133.3	12172.3	15279.6	17662.7	**15089.8**
Мегионское	$БВ_{8}$	71993.1	71871.5	61880	64719.9	65974.5	67287.8
Нижневартовское	$БВ_{10}^{1}$	14381	14761.7	12880.7	12924.9	14299.8	**13849.6**
Поточное	$БВ_{8}$	21640.3	22017.3	19878.6	18246	20215.8	**20399.6**
Поточное	$БВ_{6}$	19767.5	17712.6	15275	15613.2	17743.7	**17222.4**
Савуйское	$БС_{10}$	54268.9	56396.6	50784.9	51010.5	53826.1	**53257.4**
Северо-Поточное	$БВ_{6}$	9919.5	9983.3	9182.5	9047	9859.6	9598.4
Солкинское (СНГ)	$БС_{1}$	88384.4	88186.6	87954.5	83111.8	83190.5	**86165.6**
Среднебалыкское	$БС_{10}$	25862	26279.6	27889.1	29104.2	24369.8	**26701**
Усть-Балыкское	$БС_{1}$	91510.2	92452.5	81747.1	83542.7	86076.1	**87065.7**
Усть-Балыкское	$БС_{2-3}$	77282.7	76870.6	66046	65937	72115.7	**71650.4**
Федоровское	$БС_{10}$	28095.7	28285.2	22465.8	24043.4	25882.7	**25754.6**
Южно-Ягунское	$БС_{10}^{2}$	66031	67548	59670.4	62324.5	66804.3	**64475.6**
Южно-Ягунское	$БС_{11}^{2}$	65896.9	67886.2	58329	60232.1	68504.3	**64169.7**

данной методики, но и ее большую эффективность по сравнению с характеристиками вытеснения, рекомендуемыми РД 153-39.0-110-01.

ЛИТЕРАТУРА

1. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.– 2002.

2. *Базив В.Ф.* Экспертно-аналитическая оценка эффективности систем разработки нефтяных месторождений с заводнением. – ВНИИОНГ. – М.– 2007.

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ НЕТРАДИЦИОННОЙ ДОБЫЧИ ЗОЛОТА ИЗ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

А.О.Сластухин (Ростехнадзор)

В настоящее время золотодобывающая промышленность России переходит от разработки россыпных месторождений к освоению коренных месторождений золота.

Современная металлургия золота основана главным образом на цианидном выщелачивании. Известно еще около 40 выщелачивающих систем перевода золота и серебра в раствор.

Однако лишь немногие из них заслуживают серьезного внимания с позиций возможного промышленного использования в гидрометаллургии благородных металлов. К таким системам, в частности, относятся тиокарбамид (тиомочевина), тиосульфаты натрия и аммония, галоиды (хлор, бром, йод), а также некоторые органические соединения (например, гуматы и аминокислоты).

Если в 1980-1990 гг. более 70% золота добывалось из россыпей, то к 2005 году объем добычи золота из коренных месторождений превысил 55%, в том числе ~ 6,6% добытого методом кучного выщелачивания. Изменилась и направленность научных исследований. Возросла роль геотехнологической стратегии освоения месторождений – применения комбинированных физико-механических и физико-химических технологий. При извлечении золота большое значение имеет кучное и подземное выщелачивание растворами цианидов, бактериальное выщелачивание, угольно-масляная концентрация.

Для примера рассмотрим некоторые аспекты физико-химического метода нетрадиционной добычи золота за счёт кучного выщелачивания в штабеле с гидроизоляционным экраном.

Данная технология в настоящее время используется ограниченно, но для месторождений Приполярного Урала, характеризующегося ранимой природной средой, должна стать, по мнению автора, основной, так как позволяет избежать прямого контакта реагентов, используемых при выщелачивании, непосредственно с почвой.

Для извлечения золота из медистых руд, именно этот тип преобладает в горной части ХМАО-Югры, предложены технологические схемы, включающие последовательное растворение меди (H_2SO_4) и золота ($CS(NH_2)_2$) и извлечение обоих металлов в соответствующие товарные продукты.

Золото и серебро растворяется в щелочных и щелочноземельных цианидах – солях синильной кислоты HCN (таблица 1).

Таблица 1

Цианистые соединения, употребляемые при цианировании золота

Формула	Молекулярная масса а. с. м	Валентность металла	Относительная растворяющая способность (KCN=100 %)	Относительное кол-во для получения одинаковой концентрации раствора	Порядок устойчивости раствора
NaCN	49	1	132,6	49	2
KCN	65	1	100	65	1
$Ca(CN)_2$	132	2	1431.3	46	3
Цианплав	-	-	40	140	4

По Эльснеру (1846 г.), растворение золота в цианистых растворах в присутствии кислорода протекает по следующей реакции

$$4Au + 8KCN + O_2 + 2H_2O = 4KAu(CN)_2 + 4KOH.$$

Известно, что при растворении металла неизбежен предварительный переход его в ионное состояние. Так, в случае растворения золота перед образованием комплексного иона должен происходить процесс перехода металлического золота в ионное состояние

$$Au^0 \rightarrow Au^+ + 2\bar{e}.$$

Золото обладает высоким сродством с электроном и для перевода его в ион Au^+ требуется высокий окислительный потенциал:

$$Au^0 \rightarrow Au^+ + \bar{e}; \quad \varphi = +1{,}68 \text{ в}.$$

Всякому окислительному процессу должен соответствовать восстановительный процесс, заключающийся в ассимиляции выделяющихся электронов. Однако большинство технически приемлемых окислителей имеет окислительный потенциал, более отрицательный, чем потенциал золота. Так, наиболее распространенный окислитель – кислород в **кислой среде** восстанавливается по электрохимической реакции

$$4H^+ + O_2 \rightarrow 2H_2O - 4e$$

и имеет стандартный потенциал + 1,23 в. В щелочной среде кислород восстанавливается по реакции

$$2H_2O + O_2 \rightarrow 4OH^- - 4e$$

и обладает более низким стандартным потенциалом, равным + 0,40 в.

Но, как следует из уравнения Нернста, потенциал металла в растворе его соли зависит от активности ионов этого металла.

Окислительный потенциал золота можно снизить уменьшая активность ионов Au^+ в растворе. Это обстоятельство и лежит в основе процесса раство¬рения золота в цианистых растворах.

В присутствии ионов CN – активность ионов Au^+ резко уменьшается, а значит, снижается потенциал золота, это справедливо и для серебра.

Таким образом, связывая ноны Au^+ и Ag^+ в прочные комплексы, ионы цианида резко снижают окислительные потенциалы благородных металлов и тем самым создают термодинамические предпосылки для их окисления и перевода в раствор в форме комплексных анионов $AuCN_2^-$ и $AgCN_2^-$.

По современным представлениям ионная реакция, традиционно принятая в качестве основной для растворения золота цианидом, выражается уравнением

$$4Au + 8CN^- + O_2 + 2H_2O = 4AuCN_2^- + 4OH^-.$$

Изложенные соображения позволяют предположить, что растворение золота возможно не только в цианистых, но и в других растворах, если только в них имеются ионы (или молекулы), образующие с золотом достаточно прочный комплекс.

Экспериментальные исследования подтверждают факт растворения золота в тиосульфатных растворах, содержащих растворенный кислород. Металлическое золото может растворяться в гидросульфидных и отчасти в полисульфидных растворах с образованием комплекса AuS^-.

В присутствии достаточно сильных окислителей (например, ионов Fe^{3+}) металлическое золото может растворяться в соляно- и сернокислых растворах тиомочевины $CS(NH_2)_2$ с образованием катионных комплексов $Au[-CS(NH_2)_2]_2^+$.

Автором, на основе анализа имеющихся технологий и теоретических исследований, применительно к району Приполярного Урала, решены задачи по:

– обоснованию технологических параметров кучного выщелачивания золота;

– определению высоты штабеля и водопроницаемости полиэтиленового экрана в основании штабеля в зависимости от физико-

механических свойств минерального сырья, позволяющему обеспечить устойчивость и надежность гидроизоляции при повышении высоты штабеля кучного выщелачивания (КВ).

Основные выводы

1. Увеличение высоты штабеля КВ снижает величину удельных затрат, приходящихся на формирование штабеля и сооружение его основания. При этом повышается роль оценки устойчивости откосов штабеля, гидроизоляции основания, закрепления поверхности штабеля от ветровой эрозии и в целом обеспечения экологической безопасности производства.

2. В зависимости от режима фильтрации раствора, в т.ч. полного водонасыщения за счет атмосферных осадков, рекомендуется использовать расчетные схемы оценки устойчивости откосов штабеля и метод аналитического определения исходных прочностных характеристик для расчета по гранулометрическому составу минерального сырья.

3. При увеличении высоты штабеля происходят механические повреждения полиэтиленового экрана в виде отверстий и щелей в результате среза и смятия пленки между частицами грунта, а также за счет разрыва при неравномерной осадке основания.

4. Для исключения эрозии поверхности штабеля и загрязнения атмосферы и почвы в районе размещения штабеля целесообразно покрыть поверхность штабеля эмульсией госсиполовой смолы.

ЭКОЛОГИЯ

ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В МЕТОДИКАХ РАСЧЕТА УЩЕРБА ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Л.Н.Казанцева (АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им.В.И. Шпильмана»)

Для современного природопользования характерно совмещение нескольких его видов (лесопользование, недропользование, водопользование, пользование охотничьими, рыбными ресурсами и др.) на одной территории. На большей части ХМАО-Югры одновременно осуществляется как добыча полезных ископаемых, так и традиционное природопользование, ведется сельское хозяйство.

Зачастую при этом возникает конфликт интересов, так как при осуществлении хозяйственной деятельности одним субъектом природопользования наносится ущерб природным ресурсам, которые использует другой субъект. Наносится ущерб и государству как собственнику ресурсов.

Для адекватной компенсации вреда в каждом конкретном случае ущерб должен быть рассчитан индивидуально, на основании действующих методик. При этом всё более актуальным становится вопрос экономической оценки природных ресурсов.

В зависимости от цели расчетов применяются различные подходы к оценке природных ресурсов. Среди них можно **выделить подходы: рыночный, затратный, результативный, затратно-ресурсный, воспроизводственный, концепция альтернативной стоимости и рентный**. Перечисленные подходы во многом пересекаются.

Важными качествами рынка являются его возможности обеспечить наилучшее использование различных ресурсов благодаря ценовым сигналам об их дефицитности. **Рыночная** оценка нефти, газа, леса и других природных ресурсов позволяет регулировать эффективность их использования. Однако деградация окружающей среды, истощение природных ресурсов, чрезмерное загрязнение свидетельствуют о сбоях в рыночном механизме. Цены, складывающиеся на «природных» рынках, часто дают искаженную картину, не отражают реальные общественные издержки и выгоды использования экологических факторов. В результате складывается неадекватная оценка дефицитности ресурсов, величин спроса и предложения, что дает заниженные стимулы для эффективного использования природных ресурсов и охраны окружающей среды. Традиционный рынок позволяет более или менее удовлетворительно оценить только одну функцию окружающей среды – обеспечение природными ресурсами, а две другие важнейшие экосистемные функции жизнеобеспечения – ассимиляция отходов и загрязнений, обеспечение людей природными услугами (рекреация, эстетическое удовольствие) – не находят своего адекватного отражения в рыночной системе. Кроме того, рыночный подход, позволяя оценить ресурс, не годится для оценки последствий природопользования.

В соответствии с **затратным** подходом в качестве отправной точки при определении цены ресурса можно принять затраты на их добычу, подготовку или использование. Затратный подход широко используется для оценки стоимости воссоздания природного блага при его утрате или деградации. В этом случае рассчитываются компенсирующие потенциальные затраты, необходимые на замещение потерянного или поврежденного ресурса идентичным в данном или альтернативном месте. Например, если в результате добычи полезных ископаемых изымается или разрушается плодородный

почвенный слой, минимальной экономической оценкой теряемой или деградированной почвы будут затраты на восстановление плодородия этого участка (рекультивация) или повышение плодородия другого участка для компенсации потери первого участка. Подобный подход может быть использован и для оценки редких видов животных и растений: суммируются все виды затрат на воссоздание и нормальное существование данного вида. Несмотря на относительную простоту и возможность широкого использования, затратный подход содержит в себе принципиальное противоречие: **чем лучше по качеству природный ресурс, тем меньшую оценку в соответствии с затратной концепцией он получит**. Так, лучшая в мире земля чернозем в центре европейской части России требует меньше затрат на подготовку и использование в сельском хозяйстве, чем аналогичный по размеру участок, находящийся на севере и требующий дополнительной расчистки от кустарника, камней, планировки и т.д. Аналогичная ситуация и для находящихся ближе к поверхности месторождений нефти, газа, руд и пр. по сравнению с месторождениями этих природных ресурсов, находящихся глубоко от поверхности, в сложных условиях добычи. Получается парадокс: чем выше качество ресурса, чем его легче эксплуатировать, тем меньше затрат для этого нужно, а следовательно, и меньше его экономическая оценка. Это противоречие существенно ограничивает применение затратного подхода к экономической оценке природы. Таким образом, данный подход неприменим для стимулирования рационального природопользования.

Согласно широко распространенному **результативному** подходу, экономическую оценку (стоимость) имеют лишь те природные ресурсы, которые приносят доход. Другими словами, стоимость ресурса определяется денежным выражением первичной продукции, получаемой от эксплуатации природного ресурса, либо с разницей между полученным доходом и текущими затратами. Такой подход также имеет много недостатков с точки зрения рационального природопользования. Во-первых, не для любого природного ресурса можно определить стоимость первичной продукции. Во-вторых, доход от использования ресурса может быть как прямым, так и косвенным, который очень сложно оценить адекватно. Это относится, в частности, к использованию природных объектов в рекреационных целях, к климатическим ресурсам территории. В-третьих, при таком подходе не учитывается фактор времени. Неиспользуемый ресурс, не имеющий в соответствии с данным подходом стоимости, может стать используемым и даже дефицитным в процессе освоения территории, развития новых технологий и производства в целом.

В **затратно-ресурсном** подходе при определении стоимости природного ресурса соединяются затраты на его освоение и доход от его использования. Достоинство данной концепции заключается в том, что оценка природного ресурса, полученная таким способом, будет выше, чем в предыдущих случаях, а это способствует стимулированию рационального использования природных ресурсов. Однако ему присущи и все недостатки затратного и результативного подходов.

Воспроизводственный подход является сравнительно новым. Суть его состоит в том, что совокупность природных ресурсов на определенной территории и состояние окружающей среды, приближенное к естественному уровню, рассматриваются как некий стандарт, отправной уровень. В таком случае использование какого-то природного ресурса должно подразумевать его восстановление в прежнем качестве (для возобновляемых ресурсов) и количестве либо компенсации (для невозобновляемых) с учетом не ухудшения стандарта качества окружающей среды в данном месте. Стоимость природного ресурса будет в данном случае определяться как совокупность затрат, необходимых для воспроизводства или компенсации потерь ресурса. Подобный подход предполагает потенциальную дефицитность природных ресурсов и во многих случаях может привести к их завышенным оценкам.

Большое значение при оценке природных ресурсов, имеющих заниженную рыночную цену или вообще не имеющих ее, имеет **концепция альтернативной стоимости** (упущенной

выгоды) – одна из основополагающих в экономике природопользования. Альтернативные стоимости позволяют оценить природный ресурс через упущенные доходы и выгоды, которые можно было бы получить при использовании данного ресурса в других целях. Например, альтернативные стоимости охраняемых природных территорий — это выгоды, которые теряют индивидуумы или общество из-за консервации территорий. Эти издержки включают получение продукции от охраняемых территорий (животные, растения, древесина). Альтернативные стоимости также включают выгоды, которые могли бы быть получены от альтернативного использования (развитие сельского хозяйства, интенсивное лесное хозяйство и пр.).

Концепция альтернативной стоимости в определенной степени связана с затратной концепцией. Чем меньше альтернативная стоимость природного блага, тем меньше нужно затрат для компенсации экономических потерь от сохранения этого блага. Этот подход используется на практике для измерения «стоимости сохранения».

Рентный подход к оценке природных ресурсов. Большинством ученых наиболее верным при оценке природных ресурсов признается использование теории ренты. Экономическая оценка природных ресурсов, базирующаяся на ренте, довольно хорошо проработана в теории экономики природопользования. Позитивные моменты:

- **при рентных оценках лучший ресурс (использование которого дает относительно больший доход при одинаковых затратах) получает большую стоимость**;
- обоснована необходимость разделения собственника ресурса и его пользователя для возникновения категории рентных платежей;
- рентные оценки учитывают факт ограниченности (лимитированности) природных ресурсов.

В природопользовании под экономической рентой обычно понимается цена (или арендная плата) за пользование природными ресурсами, количество которых ограничено.

Рентный подход широко используется при оценке земельных ресурсов. Оценка земли имеет важнейшее значение с точки зрения сельскохозяйственной оценки природной среды, так как позволяет полнее выявить потенциальные ресурсы среды с точки зрения их рационального использования.

В теории выделяется также дифференциальная рента (или добавочный доход) – это дополнительная прибыль при повышении рентабельности эксплуатации, которая образуется в результате более благоприятного местоположения используемого ресурса или большей легкости его извлечения. Экономисты определяют дифференциальную ренту как ренту (прибыль), полученную за счет использования ресурсов более высоких порядков в ситуации ранжирования ресурсов по их производительности. Ресурс лучшего качества (более плодородная земля, качественная нефть, порода с высоким содержанием руды и пр.) позволяет при прочих равных условиях (квалификация кадров, оборудование и технологии) получать гораздо лучшие экономические результаты по сравнению с более бедными природными ресурсами.

В природопользовании различают два типа дифференциальной ренты: земельная (аграрная) и горная. Естественным условием образования земельной ренты выступают различия в качестве, производительности земель, вытекающие из различий естественного плодородия почв при их ограниченности. Для плодородной земли будет характерен более высокий доход, поэтому она будет приносить ренту и обладать более высокой стоимостью, чем менее плодородная земля. Если возрастет цена урожая, то возрастет остаточный (от труда, капитала и предпринимательских усилий) доход от земли и стоимость земли.

Это присуще и добывающим отраслям: горная дифференциальная рента создается в результате различий месторождений полезных ископаемых, обусловленных горно-геологическими и иными естественными условиями, а также различий в их местоположении и ограниченности природных ресурсов вообще.

Главная особенность земли – это то, что ее предложение, ввиду абсолютной ограничен-

ности, совершенно неэластично, из-за чего аграрная рента может возрастать беспредельно. Действительно, с ростом населения степень ограниченности земельных участков возрастает. В отличие от аграрной, горная рента всегда образует тенденцию к снижению. Для отдельного месторождения, при фиксированном уровне замыкающих затрат, ее абсолютная величина до начала разработки также фиксирована. В процессе эксплуатации из нее ежегодно изымается определенная, прямо связанная с объемом добычи сырья часть, вследствие чего абсолютный объем дифренты в пределе сокращается до нуля.

Получение дифренты связано со спросом. Чем выше спрос на товар, произведенный из определенного сырья, тем больше вовлекается в эксплуатацию участков (месторождений) с худшими показателями, а, следовательно, выше рентная отдача лучших.

Таким образом, рентный подход к экономической оценке природных ресурсов является наиболее адекватным в рыночных условиях, его применение имеет определяющее значение для рационального природопользования.

Описанные подходы в различной степени и в различных комбинациях применяются в действующих в настоящее время методиках оценки ущерба природным ресурсам, причиненного в результате хозяйственной деятельности.

Так, одна из наиболее старых действующих в настоящее время методик «Временная методика оценки ущерба, наносимого рыбным запасам в результате строительства, реконструкции и расширения предприятий, сооружений и других объектов и проведения различных видов работ на рыбохозяйственных водоемах», утвержденная Минрыбхозом СССР 18.12.1989 и Госкомприроды СССР 20.10.1989, предполагает расчет ущерба рыбным ресурсам и, в зависимости от величины ущерба, расчет капитальных вложений на осуществление мероприятий, предотвращающих ущерб рыбным запасам.

Расчет ущерба рассчитывается как произведение рыбопродуктивности на площадь водоема, а стоимость теряемой рыбопродукции – как произведение рыбопродуктивности и рыночной цены рыбы. Расчет капитальных вложений в компенсационные мероприятия производится по нормативам или по объектам - аналогам. Таким образом, в указанной методике сочетаются элементы рыночного и воспроизводственного подходов к оценке рыбных ресурсов.

«Методика оценки вреда и исчисления размера ущерба от уничтожения объектов животного мира и нарушения их среды обитания» при различных видах антропогенных воздействий, при ведении хозяйственной и иной деятельности, утвержденная Госкомэкологией РФ 28.04.2000, предусматривает более прогрессивные подходы.

Эта методика предусматривает расчет не только прямых потерь, но и косвенных, таких как недополученный потенциальный доход, что является элементом рентного подхода.

Методика предусматривает расчет ущерба не только на территории хозяйственной деятельности, но и на прилегающих территориях (дополнительно 3 зоны), где прямое воздействие отсутствует, но имеется негативное влияние на численность и продуктивность животных. Для этих зон предусмотрены понижающие коэффициенты реагирования объектов животного мира. Учитывается также и продолжительность вредного воздействия – предусматривается выделение различных стадий: проектирования, строительства, функционирования, стадия стабилизации экосистем и адаптации живых организмов и т.д. Методикой предусмотрено также и сравнение с эталонными территориями.

В некоторых субъектах РФ (Хабаровский край, Удмуртия, Коми, Пермский край) данная методика адаптирована под местные условия, разработаны необходимые коэффициенты, таксы и ГИС-кадастры животного мира, в т.ч. охотничьих ресурсов. Например, действующая в ЯНАО «Методика оценки вреда и исчисления размера ущерба от уничтожения объектов животного мира или нарушения среды их обитания на территории Ямало-Ненецкого округа» может быть применима и для некоторых северных территорий ХМАО-Югры, имеющих схожие природные условия.

«Методика исчисления размера вреда, причиненного объектам животного мира, занесенным в Красную Книгу Российской Федерации, а также иным объектам животного мира, не относящимся к объектам охоты и рыболовства и среде их обитания», утвержденная Приказом МПР РФ от 28.04.2008 №107, содержит элементы затратного и воспроизводственного подходов. В расчетах учитываются так называемые «нормативы стоимости» объектов животного мира. Норматив стоимости умножается на число особей и на коэффициент инфляции. Поскольку виды, занесенные в Красную книгу, запрещены к добыче, они не могут иметь стоимости, они по определению не могут быть объектами купли-продажи. Ни рыночные, ни затратные, ни рентные подходы для оценки этих ресурсов неприемлемы. Поэтому применяемые в методике «нормативы стоимости» являются скорее штрафами за причиненный вред.

Исчисление размера вреда, причиненного среде обитания объектов животного мира, согласно данной методике, производится с учетом затрат на восстановление или создание аналога (нор, гнезд, жилищ и т.д). В некоторых случаях при уничтожении среды обитания, приводящем к сокращению численности животных, занесенных в Красную Книгу, применяется и коэффициент учета стоимости будущих поколений животных, равный 10. Кроме того, в этом случае, **в размер вреда включаются также и затраты, необходимые для оценки вреда. Эта норма не встречается больше ни в одной из утвержденных методик**.

«Методика исчисления размера вреда, причиненного лесам, в том числе лесным насаждениям, или не отнесенным к лесным насаждениям деревьям, кустарникам и лианам вследствие нарушения лесного законодательства», утвержденная Постановлением Правительства РФ от 08.05.2007 №273, под вредом подразумевает ущерб и упущенную выгоду. Упущенной выгодой при этом являются не полученные доходы от использования лесов. Методика расчета упущенной выгоды не приводится, что является недостатком. Ущерб рассчитывается в соответствии с таксами, дополнительно включаются расходы на восстановление территории. Кроме того, вводятся дополнительные повышающие коэффициенты (от 2 до 10), если нарушение совершено в лесах, имеющих повышенный охранный статус (ООПТ, защитные леса, виды, занесенные в Красную Книгу). Таким образом, указанная методика имеет элементы восстановительного и рыночного подходов.

«Методика исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства», утвержденная Приказом Минприроды РФ от 13.04.2009 №87, также основана на восстановительном подходе. Предполагается, что исчисление размера вреда может осуществляться исходя из фактических затрат на восстановление нарушенного состояния водного объекта. Также для исчисления размера вреда от сброса вредных (загрязняющих) веществ применяются таксы, зависящие от ПДК загрязнителя. Методика также подразумевает применение коэффициентов, учитывающих природно-климатические условия, экологические факторы (для бассейна р. Обь – 1, 2), длительность негативного воздействия (до принятия мер по ликвидации), интенсивность воздействия.

Подобные принципы лежат и в основе «Методики исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту охраны окружающей среды», утвержденной Приказом Минприроды РФ от 08.07.2010 №238.

Наиболее сложными для расчета являются методики исчисления убытков комплексному природопользованию в результате хозяйственной деятельности.

Таковой является «Методика исчисления размера убытков, причиненных объединениям коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации в результате хозяйственной и иной деятельности организаций всех форм собственности и физических лиц в местах традиционного проживания и традиционной хозяйственной деятельности коренных малочисленных народов Российской Федерации», утвержденная Приказом Минрегиона РФ от 09.12.2009 №565.

Согласно этой методике, в состав убытков включаются реальный ущерб имуществу и

упущенная выгода – неполученные доходы за некоторый промежуток времени с изымаемой площади. Упущенная выгода рассчитывается на основе данных о ежегодном валовом доходе по основным видам традиционной хозяйственной деятельности (оленеводство, промысловая охота, рыболовство, собирательство). Применяется коэффициент пересчета теряемого ежегодного валового дохода в упущенную выгоду, который ежегодно понижается и стремится к нулю.

Данная методика обладает всеми признаками рентного подхода к оценке природных ресурсов. Применение коэффициентов, учитывающих удаленность от пункта реализации, долю материально-технических затрат, продуктивность, свидетельствует о применении дифференциальной ренты. Такой подход в настоящее время считается наиболее правильным.

На основе данного подхода разработаны, утверждены и действуют некоторые региональные методики, например, «Методика расчета убытков землепользователей и потерь сельскохозяйственного производства (оленеводства) и сопутствующих промыслов при изъятии, самовольном захвате и порче земельных угодий территорий традиционного природопользования Ямало-Ненецкого автономного округа», принятая постановлением Губернатора ЯНАО №218 от 30.06.2004 г.

В ХМАО-Югре подобная методика комплексной оценки убытков отсутствует, хотя необходимость ее разработки назрела давно, в связи с осуществлением на одной территории как традиционного природопользования, так и недропользования. Ситуация осложняется не только отсутствием региональных нормативных актов, утверждающих коэффициенты, таксы, тарифы, необходимые для расчетов. Основной проблемой при разработке и применении методики является отсутствие информационной основы, содержащей сведения о количестве ресурсов, их доступности и трудозатратах на изъятие ренты.

Распоряжением Правительства РФ от 28 декабря 2010 г. №2455-р «Методику расчета убытков...» №565 необходимо внедрить по всей территории РФ в течение 2011 года. В ХМАО-Югре это невозможно без создания информационной базы по основным биологическим ресурсам.

В регионах РФ применение указанной «Методики...» уже сейчас служит основанием для вынесения решений суда. Например, постановление федерального арбитражного суда Западно-Сибирского округа от 15 июня 2011 г. по делу № А81-7106/2009 о компенсации убытков и упущенной выгоды производственному сельскохозяйственному кооперативу «Оленевод» со стороны закрытого акционерного общества ПСО «Уренгойпромгражданстрой».

При существующем разнообразии подходов и методик оценки природных ресурсов каждая из них имеет как свои преимущества, так и недостатки. Выбор подхода к оценке природных ресурсов должен основываться на конечной цели такого расчета. Для комплексной оценки ресурсов необходимо применять элементы нескольких подходов, в зависимости от вида ресурса, его востребованности, значимости для экосистем.

К 100-летию со дня рождения В.И. Муравленко
XVI научно-практическая конференция
«Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала
Ханты-Мансийского автономного округа - Югры»
г. Ханты-Мансийск 19 – 23 ноября 2012 года

Уважаемые коллеги!

Правительство Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Департамент по недропользованию, Департамент экологии, Департамент природных ресурсов и несырьевого сектора экономики, АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», ОАО «НПЦ «Мониторинг» проводят XVI окружную НПК «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа - Югры» в г. Ханты-Мансийск 19 – 23 ноября 2012 г.

На конференции планируется рассмотреть широкий круг геологических, экономических, правовых, экологических, информационных и организационных вопросов недропользования, нефтяной и горнорудной промышленности в округе. В ее работе примут участие представители министерств и ведомств РФ, органов власти автономного округа, нефтяных, горнорудных, геологоразведочных и сервисных компаний, научно-исследовательских институтов, ведущие ученые и специалисты. Планируются следующие секции:

Секция 1. Геологическое строение, нефтегазоносность, перспективы развития ресурсной базы

Секция 2. Проблемы освоения и разработки нефтяных месторождений

Секция 3. Рудный потенциал Приполярного Урала

Секция 4. Природопользование и экология

Секция 5. Экономические, правовые и организационные вопросы недропользования и природопользования

Информация о проведении XVI окружной НПК расположена на сайте
АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» -
www.crru.ru.

Оргкомитет