

УДК 622.276(088.2)(571.122)

**Оренбуркин А.В., Кухарук Н.Ю., Галкина Н.Ю.**

Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа - Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования имени В.И. Шпильмана» (АУ ХМАО – Югры «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»), Тюмень, Россия, [orenburkin@crru.ru](mailto:orenburkin@crru.ru), [kohta@crru.ru](mailto:kohta@crru.ru), [jam@crru.ru](mailto:jam@crru.ru)

## **ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОВЕДЕНИЯ МОНИТОРИНГА РАЗРАБОТКИ ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКОВ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА - ЮГРЫ**

*В научно-аналитическом центре рационального недропользования имени В.И. Шпильмана был создан программный комплекс «Мониторинг разработки», основной задачей которого является оценка состояния разработки лицензионных участков Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, а также выполнения недропользователями решений технологических проектных документов в области разработки нефтяных месторождений. Анализ информации помогает работе: «Системе Управления Ресурсами Ханты-Мансийского автономного округа», лицензионной комиссии Роснедра, Северо-Уральскому управлению Ростехнадзора России, позволяет изучать состояние разработки на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа.*

**Ключевые слова:** нефть, лицензионные участки, разработка месторождений, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра.

В Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО) с целью эффективного использования разведанных запасов углеводородов создана система управления ресурсами. Одной из основных частей системы является мониторинг добычи нефти. Благодаря сотрудничеству администрации ХМАО - Югры и Научно-аналитического центра рационального недропользования с нефтедобывающими компаниями, удалось к концу 1996 г. выйти на достаточную мощность информационного потока, обеспечивающего наиболее полную реализацию мониторинга разработки.

Ханты-Мансийский автономный округ, занимает 3% площади России, в то же время является основным нефтедобывающим регионом. За 2012 г. добыча нефти по Округу составила 260 млн. тонн, что составляет 50% от общей добычи по России и 7% мировой добычи.

В настоящее время на территории округа разрабатывается 262 лицензионных участка на 248 нефтяных месторождениях, включающих в себя более 1000 объектов разработки.

В округе работают крупнейшие нефтедобывающие компании: «ЛУКОЙЛ», «РОСНЕФТЬ», «Сургутнефтегаз», «Тюменская нефтяная компания», «Газпромнефть», «Славнефть», «Башнефть», «Руснефть», «САЛЫМ ПЕТРОЛЕУМ ДЕВЕЛОПМЕНТ» вклад которых в общую добычу округа составляет 99,3%, кроме них в округе работают 28 мелких (независимых) компании, на долю которых приходится 0,7%.

Грамотное управление процессом разработки невозможно без баз данных по нефтедобычи, формированию которых Администрация ХМАО и Автономное учреждение ХМАО - Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» (АУ «НАЦ РН ХМАО - Югры им. В.И. Шпильмана») уделяет большое внимание.

АУ ХМАО «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана», входящее в систему управления ресурсами Округа, с начала своего образования (1993 г.) ведет сбор и обработку информации, касающейся разработки нефтяных месторождений.

Контроль выработки запасов и выполнение проектных решений при разработке нефтяных месторождений ХМАО - Югры осуществим благодаря созданию программного комплекса «мониторинга разработки». Данный программный комплекс был реализован в VBA, и представляет собой приложение, работающее под управлением Microsoft EXCEL.

Программный комплекс «мониторинга разработки» включает в себя следующие блоки (рис. 1):



Рис. 1. Структура информационной системы мониторинга разработки

- информационный блок разработки нефтяных месторождений, включающий базы данных: месячных эксплуатационных рапортов (МЭР) – показателей по работе каждой пробуренной в округе скважине (по добыче, закачке, состоянию фонда и т.д.). Данный блок обновляется ежемесячно;

- блок баланса запасов нефти;

- информационный блок проектных решений, включающий базы данных «Решения и поручения ЦКР Роснедра», обновляемый по мере обновления технологических документов на разработку месторождений;

- блок анализа (выполнение проектных показателей представленных в графическом виде за последние 4 года);

- блок прогноза показателей разработки согласно действующим проектным документам обновляемый по мере обновления технологических документов на разработку месторождений;

- блок скан-образов протоколов действующих проектных документов ЦКР.

Поступающую информацию можно разделить на три категории по срокам ее выполнения: ежемесячную, ежегодную и периодическую. В зависимости от этого строится работа с базами данных, и выполняются обновление программного комплекса.

К ежемесячно пополняемой относится информация из базы МЭРов по всему фонду скважин ХМАО - Югры; к ежегодно пополняемым – данные из «Баланса запасов нефти, газа и конденсата по месторождениям округа», «Паспорта мониторинга нефтяных месторождений», к периодически пополняемым - Решения и поручения ЦКР Роснедра (Проектные технологические показатели разработки нефтяных месторождений до 2030 г.).

Основой информационного обеспечения задач «мониторинга разработки» месторождений служит база данных МЭР. База данных содержит сведения о состоянии и движении фонда скважин, добыче нефти, жидкости, закачке воды по всем скважинам, пробуренными ХМАО начиная с 1996 г. Недостающая информация по лицензионным участкам с начала разработки до 1996 г. была восстановлена благодаря недропользователям ХМАО - Югры.

В базе баланса запасов нефти хранятся следующие данные: текущие геологические и извлекаемые запасы нефти (тыс. т), добыча нефти с начала разработки (тыс. т), коэффициент извлечения нефти. Для обновления этой информации используются официальные сведения о запасах нефти, числящихся на государственном балансе на начало отчетного года.

В блоке прогнозных показателей хранятся данные по добыче нефти, жидкости, фонду скважин, дебитам нефти и жидкости (так же по новым скважинам), ввод новых скважин,

эксплуатационное бурение. Вся эта информация приводится на период до 2030 г., согласно решениям действующих технологических документов.

Базовым уровнем интеграции данных является - лицензионный участок. Имея привязку лицензионных участков к предприятиям и месторождениям, можно очень быстро получить интегрированные показатели с различной степенью интеграции вплоть до округа в целом. Пользователю предлагается определить объект запроса: лицензионный участок, месторождение, предприятие, компанию, ХМАО в целом (рис. 2). Весь комплект основных показателей разработки (около 50) может быть сформирован для указанного объекта по заданию пользователя в динамике с начала разработки. Далее полученные данные могут быть представлены в виде графиков, диаграмм и др. (рис. 3-5). Так же возможно отдельное представление фактических и проектных показателей.

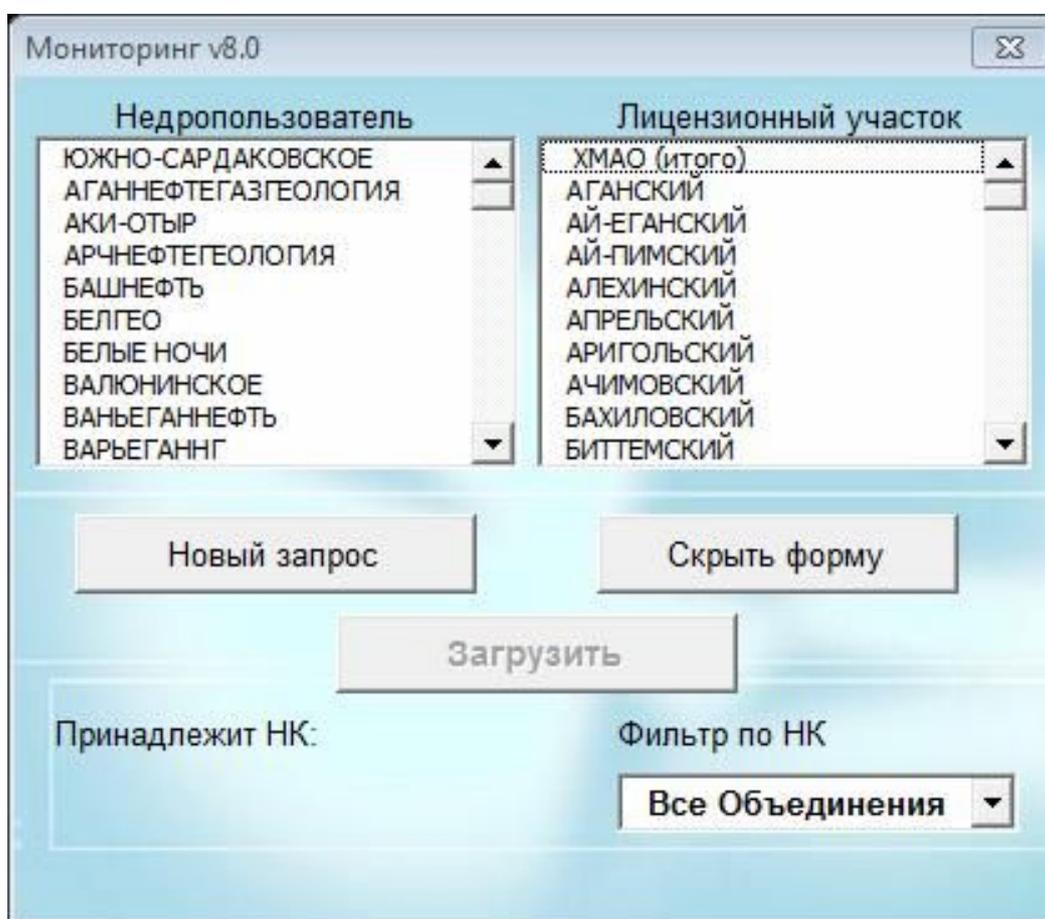


Рис. 2. Интерфейс запроса данных

Microsoft Excel - Мониторинг.xls

Файл Правка Вид Вставка Формат Сервис Данные Окно Справка Меню Мониторинга

Введите вопрос

Arial Cyr 9 Ж К Ч

T46

№	Показатели	Ед. изм.	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
<b>ХМАО (итого)</b>																														
1	Добыча нефти годовая	тыс.тонн	209.0	953.0	2790.0	5562.0	11732.0	19828.0	28046.0	40040.0	56834.0	80999.0	109818.0	141398.0	174992.9	211103.5	245556.0	273047.0	301086.9	321566.7	338845.3	353673.1	358104.8	360797.4	358400.0	360400.0	354200.0	336800.0	306000.0	
2	Добыча нефти годовая проектная	тыс.тонн																												
3	Добыча жидкости годовая	тыс.тонн	209.3	958.1	2811.0	5626.0	11997.0	20794.0	29656.0	43446.0	61871.0	89621.0	125293.0	165323.0	206158.0	254445.6	305189.5	338743.1	391528.3	450592.4	523523.9	612923.7	701708.4	759058.4	887915.7	1011776.4	1148529.5	1228836.0	128159.0	
4	Добыча жидкости годовая проектная	тыс.тонн																												
5	Добыча нефти с начала разработки	тыс.тонн	209.0	1162.0	3952.0	9514.0	21246.0	41074.0	69120.0	109160.0	165994.0	246993.0	356811.0	498209.0	673201.9	884305.4	1129861.4	1402908.4	1703995.3	2133561.4	2472406.7	2826079.8	3184184.6	3544982.0	3903382.0	4263782.0	4617982.0	4954782.0	526052.0	
6	Добыча нефти с начала разработки проектная	тыс.тонн																												
7	Добыча жидкости с начала разработки	тыс.тонн	209.3	1167.4	3978.4	9604.4	21601.4	42395.4	72051.4	115497.4	177368.4	266989.4	392282.4	557605.4	763763.4	1018209.0	1323398.4	1662141.5	2053669.8	3317377.1	3840901.0	4453824.7	5155533.1	5914591.5	6802507.2	7814283.6	8962813.1	10191649.1	114732.0	
8	Добыча жидкости с начала разработки проектная	тыс.тонн																												
9	Добыча конденсата годовая	тыс.тонн																												
10	Добыча конденсата с начала разработки	тыс.тонн																												
11	Закачка рабочего агента годовая	тыс.м3	0.0	24.4	2378.0	7750.0	14496.0	26702.0	41721.0	61324.0	92087.0	139368.0	188632.0	245426.0	305982.0	364187.0	439013.4	523550.5	611635.0	721074.8	840015.0	1002199.2	1088413.2	1201963.0	1344244.3	1516096.3	1700363.8	1798981.0	182523.0	
12	Закачка рабочего агента годовая проектная	тыс.м3																												
13	Закачка рабочего агента с начала разработки	тыс.м3	0.0	24.4	2402.4	10152.4	24648.4	51350.4	93071.4	154395.4	246482.4	385850.4	574482.4	819908.4	1125890.4	1490077.4	1929090.8	2452641.3	3064276.3	3834724.3	4674739.3	5676938.5	6765351.7	7967314.7	9311559.0	10827655.3	12528019.1	14327000.1	161522.0	
14	Закачка рабочего агента с начала разработки проектная	тыс.м3																												
15	Текущая компенсация отборов закачкой воды	%	0.0	2.0	72.0	117.0	103.0	110.0	121.0	121.0	128.0	134.0	130.0	129.0	129.0	125.0	126.0	135.0	138.0	142.0	144.0	148.0	142.0	146.0	141.0	141.0	140.0	140.0	137.0	
16	Текущая компенсация отборов закачкой воды проектная	%																												
17	Накопленная компенсация отборов закачкой воды	%	0.0	2.0	61.0	90.0	97.0	103.0	110.0	115.0	119.0	124.0	126.0	127.0	128.0	127.0	128.0	130.0	131.0	132.0	133.0	131.0	132.0	131.0	132.0	131.0	130.0	128.0	129.0	130.0
18	Накопленная компенсация отборов закачкой воды проектная	%																												
19	Объем эксплуатационного бурения	тыс.м	11.8	126.4	240.3	387.7	488.0	672.0	836.5	984.9	1191.7	1646.7	2089.1	2557.5	3087.8	3640.9	4632.8	5712.5	7527.7	9797.6	11204.7	12576.0	13514.0	14667.0	17556.7	20115.1	21881.4	21410.0	18847.0	
20	Объем эксплуатационного бурения проектный	тыс.м																												
21	Ввод новых скважин	скв.	15.0	68.0	132.0	133.0	207.0	263.0	301.0	343.0	445.0	595.0	755.0	937.0	1183.0	1465.0	1783.0	1954.0	2667.0	3503.0	3763.0	4250.0	5367.0	5949.0	6740.0	7397.0	8047.0	7846.0	6630.0	
22	Ввод новых скважин по проекту	скв.																												
23	Дебит новых скважин по нефти	т/сут	200.0	114.0	73.0	99.0	102.0	133.0	110.0	128.0	186.0	187.0	173.0	171.0	121.9	113.0	94.8	91.6	67.1	57.1	52.6	46.2	51.9	40.6	32.8	29.3	24.9	21.2	20.0	
24	Дебит новых скважин по нефти проектный	т/сут																												
25	Дебит скважин по нефти	т/сут	108.7	140.4	77.1	72.1	82.6	96.8	97.8	106.5	117.9	126.5	132.8	133.9	129.8	123.0	112.0	101.5	90.4	79.5	68.7	60.3	51.2	42.4	37.2	31.4	26.1	22.0	18.3	
26	Дебит скважин по нефти проектный	т/сут																												
27	Дебит скважин по жидкости	т/сут	108.8	141.2	77.7	73.0	84.5	101.6	103.5	115.6	128.4	140.0	151.5	156.5	152.9	148.3	139.2	125.9	117.5	111.4	106.1	104.5	100.4	89.2	92.1	88.2	84.6	80.1	76.9	
28	Дебит скважин по жидкости проектный	т/сут																												
29	Водонефтяной фактор	%	0.1	0.5	0.7	1.0	1.7	3.2	4.2	5.8	6.9	8.1	9.9	11.9	13.5	15.1	17.1	18.5	20.5	55.5	55.4	57.6	61.9	66.8	74.3	83.3	94.1	105.7	118.0	
30	Водонефтяной фактор проектный	%																												
31	Обводненность продукции скважин	%	0.1	0.5	0.7	1.1	2.2	4.6	5.4	7.8	8.1	9.6	12.4	14.5	15.1	17.0	19.5	19.4	23.1	28.6	35.3	42.3	49.0	52.5	59.6	64.4	69.2	72.6	76.1	
32	Обводненность продукции скважин проектная	%																												
33	Фонд добывающих скважин на конец года	скв.	15.0	146.0	270.0	385.0	566.0	801.0	1039.0	1302.0	1715.0	2140.0	2864.0	3729.0	4681.0	5759.0	7145.0	8815.0	10952.0	13791.0	16947.0	20252.0	24097.0	28394.0	32819.0	38269.0	45042.0	50644.0	55630.0	
34	Фонд добывающих скважин проектный	скв.																												
35	Действующий фонд добывающих скважин	скв.	13.0	79.0	194.0	290.0	484.0	700.0	937.0	1201.0	1510.0	1944.0	2516.0	3153.0	4255.0	5415.0	6801.0	8291.0	10354.0	13233.0	14713.0	17779.0	21338.0	24716.0	30457.0	36148.0	42433.0	46962.0	48483.0	
36	Действующий фонд добывающих скважин проектный	скв.																												
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года	скв.	0.0	1.0	18.0	37.0	50.0	81.0	124.0	157.0	220.0	286.0	357.0	462.0	690.0	890.0	1245.0	2111.0	2804.0	3492.0	4396.0	5415.0	6516.0	7807.0	9572.0	11128.0	13007.0	14456.0	15570.0	
38	Фонд нагнетательных скважин проектный	скв.																												
39	Действующий фонд нагнетательных скважин	скв.																												
40	Действующий фонд нагнетательных скважин проектный	скв.																												
41	Отбор нефти от нач. извлеч. запасов ABC <sub>1</sub>	%	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.4	0.6	0.9	1.4	2.0	2.8	3.8	5.0	6.3	7.9	9.5	12.0	13.9	15.8	17.8	19.9	21.9	23.9	25.9	27.8	29.5	
42	Текущая нефтеотдача	доли ед.	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.001	0.002	0.004	0.005	0.008	0.011	0.014	0.019	0.024	0.030	0.036	0.045	0.052	0.060	0.067	0.075	0.082	0.090	0.097	0.104	0.111	
43	Коэффициент нефтеотдачи	доли ед.																												
44	Текущие геологические запасы ABC <sub>1</sub>	тыс. т	47324547	47323594	47320804	47315242	47303510	47283682	47255636	47215596	47158762	47077763	46967945	46826547	46651554	46440450	46194894	45921847	45620760	45299194	44960348	44606675	44248570	43887773	43529373	43168973	42814773	42477973	421711.0	
45	Текущие извлекаемые запасы ABC <sub>1</sub>	тыс. т	17717853	17716900	17714110	17708548	17696816	17676988	17648942	17608902	17552068	17471069	17361251	17219853	17044861	16														

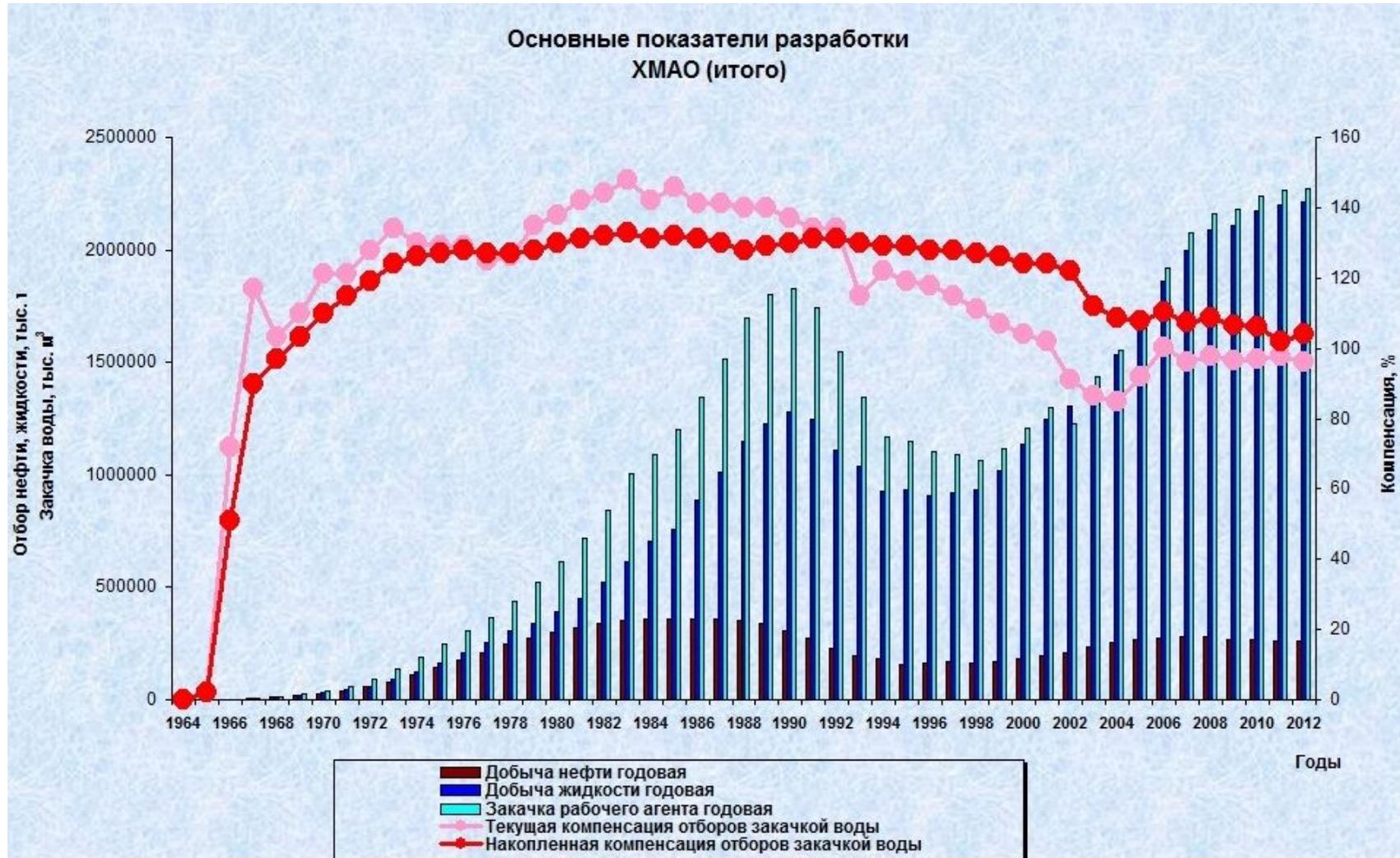


Рис. 4. График основных показателей разработки



Рис. 5. Выполнение проектных показателей за последние 4 года

Основной задачей программного комплекса «мониторинга разработки» является оценка состояния разработки лицензионных участков ХМАО - Югры, а так же выполнения недропользователями решений технологических проектных документов в области разработки нефтяных месторождений.

Создание программного комплекса «мониторинга разработки» позволило проанализировать во времени отборы флюидов из недр, закачку воды, изменение дебитов скважин, обводненности продукции. Другими словами, проводя мониторинг данных показателей во времени, можно судить о процессах разработки, протекающих в недрах, эффективности использования запасов и их потери, возможности достижения утвержденного коэффициента извлечения нефти, оценить эффективность реализации нефтегазового потенциала округа.

Проводимые на основе данной информации анализы разработки нефтяных месторождений Округа помогают работе таких структур как: «система управления ресурсами ХМАО», лицензионной комиссии Роснедр, Северо-Уральскому управлению Ростехнадзора России, работающих в округе и позволяет изучать состояние разработки на месторождениях ХМАО.

#### **Литература**

Профессиональное программирование на VBA в EXCEL 2003 / Пер. с англ. – М. : Издательский дом «Вильямс», 2005. – 800 с.

**Orenburkin A.V., Kukharuk N.Yu., Galkina N.Yu.**

Autonomous Institution of Khanty-Mansiysk Autonomous District – Yugra «V.I. Shpilman research and analytical Centre for the rational use of the subsoil», Tyumen, Russia, orenburkin@crru.ru, kohta@crru.ru, jam@crru.ru

### **MONITORING OF LICENCES DEVELOPMENT OF KHANTY-MANSIYSK AUTONOMOUS DISTRICT – YUGRA**

*The development monitoring of the licensed areas of the Khanty-Mansiysk Autonomous District - Yugra in “Center of rational resources named after V.I. Shpilman” was already realized. The software complex of development monitoring, whose main task is to assess the state of development of the licensed areas of Khanty-Mansiysk Autonomous District - Yugra, and execution of technological projects in the oil field development was created. Conducted on the basis of these data, the analysis of the development of oil fields were used to better precise the fields development evolution and better monitoring the licences for optimum data transferring to the main surveying organisations like: "System of resource management Khanty-Mansiysk Autonomous District", Rosnedra Licensing Commission, North-Ural management Department of Russian RTN.*

*Key words: oil, licensed area, field development, Khanty-Mansiysk Autonomous District - Yugra.*

#### **References**

*Professional'noe programmirovaniye na VBA v EXCEL 2003 [Programming in VBA in EXCEL 2003]. Translation from English. Moscow: Publishing House "Williams", 2005, 800 p.*

© Оренбуркин А.В., Кухарук Н.Ю., Галкина Н.Ю., 2014