**УДК 622.276**

# АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ВАЛАНЖИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

**Марганова К.П.**

*ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: ksenia-marganova@mail.ru*

**Добыча углеводородов осуществлялась исключительно из пласта БУ16(1-4) в пределах лицензионного участка. Залежь пласта БУ16 (1-4) газоконденсатная с нефтяной оторочкой, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. В газовой части пласта были расконсервированы две разведочные скважины: № 317wur – 19 ноября 2001 г. и № 93wur – 11 июня 2002 г. Запуск нефтяной части залежи приходится на октябрь 2009 года (скважина № 911wur). В настоящее время разработка пласта БУ16(1-4) в пределах лицензионного участка не осуществляется. Все скважины пласта находятся в неработающем фонде. В «Проекте пробной эксплуатации нефтяной оторочки пласта БУ16(1-4) месторождения» согласованы технологические показатели без указания конкретной даты ввода залежей пласта БУ16(1-4) в эксплуатацию. В программе исследовательских работ предусмотрен только контроль за параметрами работы скважин с указанием периодичности определенного вида исследований, в связи с тем, что разработка залежей не осуществляется, программа исследовательских не выполняется. Согласно динамике добычи при пробной эксплуатации газоконденсатных скважин в период с 2001 по 2006 гг. максимальный уровень добычи газа достигнут в 2004 году в объеме 161,5 млн. м3, максимальный уровень добычи конденсата достигнут в 2003 году в объеме 34 тыс. т**

Ключевые слова: валанжинские отложения, добыча газа, добыча нефти, нефтяная оторочка, пробная эксплуатация

# ANALYSIS OF THE DEVELOPMENT EFFECTIVENESS OF THE VALANGINIAN DEPOSITS

**Marganova K.P.**

*Federal Budget Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen", Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: ksenia-marganova@mail.ru*

**The extraction of hydrocarbons was carried out exclusively from the reservoir BU16 (1-4) within the limits of the lichen section. Formation of reservoir BU16 (1-4) gas condensate with oil rim, reservoir, arch, lithologically limited. In the gas part of the reservoir, two exploratory wells were reopened: No. 317wur on November 19, 2001 and No. 93wur on June 11, 2002. The oil part of the deposit is started in October 2009 (well No. 911wur). At present, the development of reservoir BU16 (1-4) is not carried out within the licensed area. All wells in the reservoir are in the idle fund. Technological indicators have been coordinated in the "Project for trial exploitation of the oil stratum of the reservoir BU16 (1-4) of the field" without specifying the specific date for the introduction of reservoirs of the reservoir BU16 (1-4) into operation. The program of research works provides only control over the parameters of the wells, indicating the periodicity of a certain type of research, because the development of deposits is not carried out, the research program is not being implemented. According to the dynamics of production during the trial operation of gas condensate wells in the period from 2001 to 2006, the maximum level of gas production in 2004 was 161.5 million m3, the maximum level of condensate production in 2003 was 34 thousand tons**

Keywords: Valanginian deposits, gas production, oil production, oil rim, trial operation

Пласт БУ$_{16}^{1-4}$ лицензионного участка введен в разработку в 2001 году [1-8]. В течение 2001–2002 гг. проведены работы по расконсервации двух разведочных скважин в пределах газовой части залежи пласта БУ$_{16}^{1-4}$, из них скв. № 317wur переведена в добычу в ноябре 2001 г., скв. № 93wur – в июне 2002 г. В нефтяной части залежи запуск скв. № 911wur приходится на октябрь 2009 года.

За весь период пробурена лишь одна эксплуатационная скважина № 30102.

Действующим проектным документом добычу нефти, газа и конденсата из пласта БУ$_{16}^{1-4}$ планировалось осуществлять фондом эксплуатационных скважин в количестве 54 ед., из которых 34 – газоконденсатные и 20 – нефтяные.

По состоянию на 01.01.2014 г. на пласте БУ$_{16}^{1-4}$ числится 25 скважин, из которых скв. № 30102 относится к эксплуатационному фонду, 24 скважины являются разведочными, в т. ч. 19 разведочных скважин находятся вне баланса предприятия.

Из общего пробуренного фонда скважин на пласт БУ$_{16}^{1-4}$ - восемь находятся в консервации (в т. ч. скв. №№ 93wur, 317wur, 911wur, 30102 на балансе предприятия), 17 – ликвидированы, нагнетательные, водозаборные и наблюдательные скважины в настоящее время отсутствуют.

В настоящее время разработка пласта БУ$_{16}^{1-4}$ не осуществляется. Все скважины пласта находятся во внеэксплуатационном фонде. Динамика действующего и эксплуатационного фонда скважин по пласту БУ$_{16}^{1-4}$ ЛУ в период пробной добычи представлена на рисунке 1.

Пробная эксплуатация газоконденсатной скв. № 93wur осуществлялась в период с 01.06.2002 г. по 01.12.2006 г., скв. № 317wur - с 01.11.2001 г. по 01.12.2006 г., нефтяная скв. № 911wur эксплуатировалась в период с 09.10.2009 г. по 15.03.2010 г. с периодическими остановками.

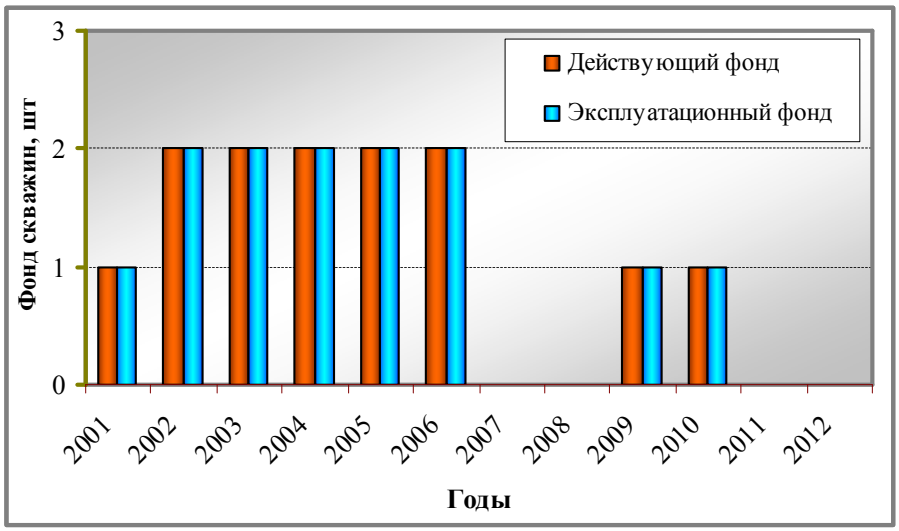


Рисунок 1 - Динамика действующего и эксплуатационного фонда скважин пласта БУ$_{16}^{1-4}$ ЛУ

*Пробная эксплуатация нефтяной оторочки в скв. № 911wur*

Скв. № 911wur закончена бурением в 2007 году. При испытании скважины на приток из пласта $БУ_{16}^{1-4}$ получен дебит жидкости объемом 6 $м^3$/сут при максимальной депрессии 19,6 МПа. С целью интенсификации притока в скважине проведен гидровлический разрыв пласта, после которого получен водонефтяной фонтан с выбросами свободного газа. Дебит газа составил 7,8 тыс. $м^3$/сут, нефти – 64,8 $м^3$/сут, воды – 29,2 $м^3$/сут.

После проведения исследований по снятию КВД скважина переведена в консервацию. За период пробной эксплуатации добыча нефти составила в 2009 году – 1,82 тыс. т, в 2010 году – 2,8 тыс. т при проектных значениях 1,98 тыс. т в 2009 году и 2,72 тыс. т в 2010 г. Максимальная добыча была достигнута в январе 2010 года (рисунок 2).

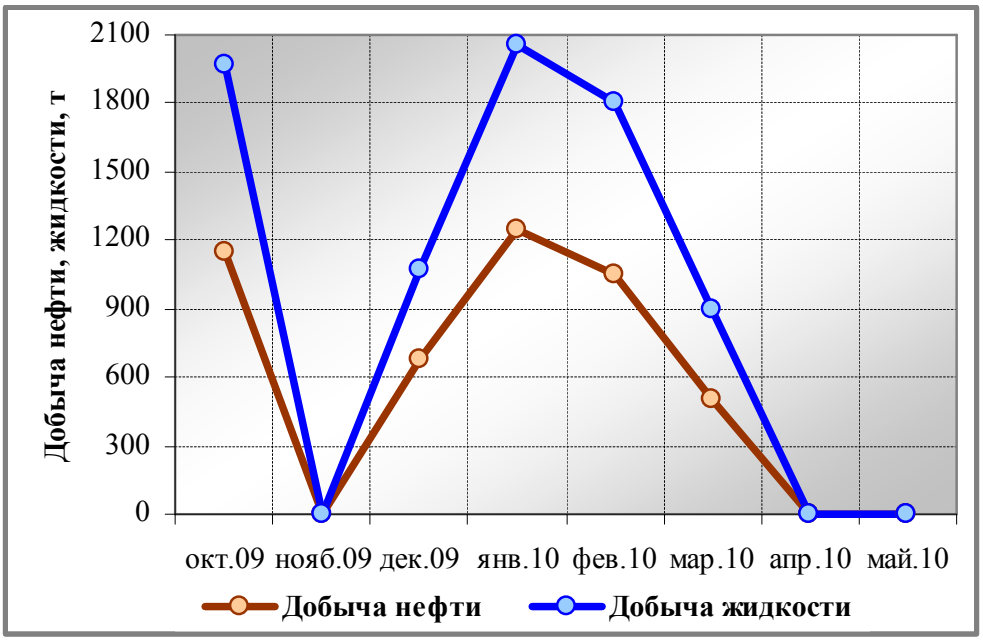


Рисунок 2 - Динамика месячной добычи нефти и жидкости по скв. № 911wur

ЛУ

Средняя обводненность продукции за период пробной эксплуатации составила 40,4 %. Согласно геофизическим и газодинамическим исследованиям, проведенным на скважине, источником обводнения являются подключенные в результате ГРП нижележащие пропластки горизонта $БУ_{16}^{1-5}$, начиная с глубины 3533 м и ниже. Необходимо отметить, что полудлина трещины определенная по результатам анализа вдвое меньше полудлины по дизайну – 30 против 61 м. Возможно, это результат того, что гель не деградировал за время испытания либо произошло концевое экранирование (скрин-аут) и была создана трещина короче и шире проектной. Подобное предположение можно проверить по результатам продолжительной эксплуатации скважины, проведя еще одно восстановление давления. Короткая, но широкая трещина могла также распространиться в пласт $БУ_{16}^{1-5}$.

Всего с начала разработки отобрано 4,6 тыс. т нефти и 7,7 тыс. т жидкости, текущий коэффициент извлечения нефти составил 0,017 %.

Основные технологические показатели разработки приведены в таблице 1. Карта накопленных отборов нефти и жидкости, а также газа и конденсата пласта $БУ_{16}^{1-4}$ за период пробной эксплуатации приведена на рисунке 3.

Таблица 1 - Основные технологические показатели разработки пласта $БУ_{16}^{1-4}$ ЛУ на 01.01.2014 г. (кат. $C_1$)

| Основные показатели разработки | $БУ_{16}^{1-4}$ |
|---|---|
| Год ввода в разработку залежи | 2001 |
| Максимальная добыча нефти, тыс. т в месяц | 1,2 |
| Год достижения максимальной добычи нефти | 2010 |
| Накопленная добыча нефти, тыс. т | 4,6 |
| Начальные извлекаемые запасы нефти (НИЗ), тыс. т | 4460 |
| Отбор от НИЗ, % | 0,10 |
| Остаточные извлекаемые запасы нефти (ОИЗ), тыс. т | 4455 |
| Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), д. ед. | 0,0002 |
| Утвержденный КИН, д. ед. | 0,200 |
| Начальные геологические запасы нефти (НГЗ), тыс. т | 22302 |
| Накопленная добыча жидкости, тыс. т | 7,7 |
| Накопленная добыча газа, млн. $м^3$ | 596,0 |
| Начальные геологические запасы газа, млн. $м^3$ | 93431 |
| Текущий коэффициент извлечения газа (КИГ), д. ед. | 0,006 |
| Накопленная добыча конденсата, тыс. т | 149,3 |
| Начальные геологические запасы конденсата, тыс. т | 19458 |
| Начальные извлекаемые запасы конденсата, тыс. т | 12649 |
| Текущий коэффициент извлечения конденсата (КИК), д. ед. | 0,008 |
| Утвержденный КИК, д. ед. | 0,650 |
| Фонд добывающих скважин, всего за период ПЭ, ед. | 3 |

В марте 2010 года в скв. № 911wur были проведены ПГИС с целью определения характера насыщения в перфорированном интервале 3518,0 – 3532,0 м. По результатам интерпретации исследований кровельная и средняя части интервала перфорации являются

нефтенасыщенными, подошвенная часть (3529,6 - 3532,0 м) - заводнена. Коэффициент работающей толщины в скважине составил 0.67.

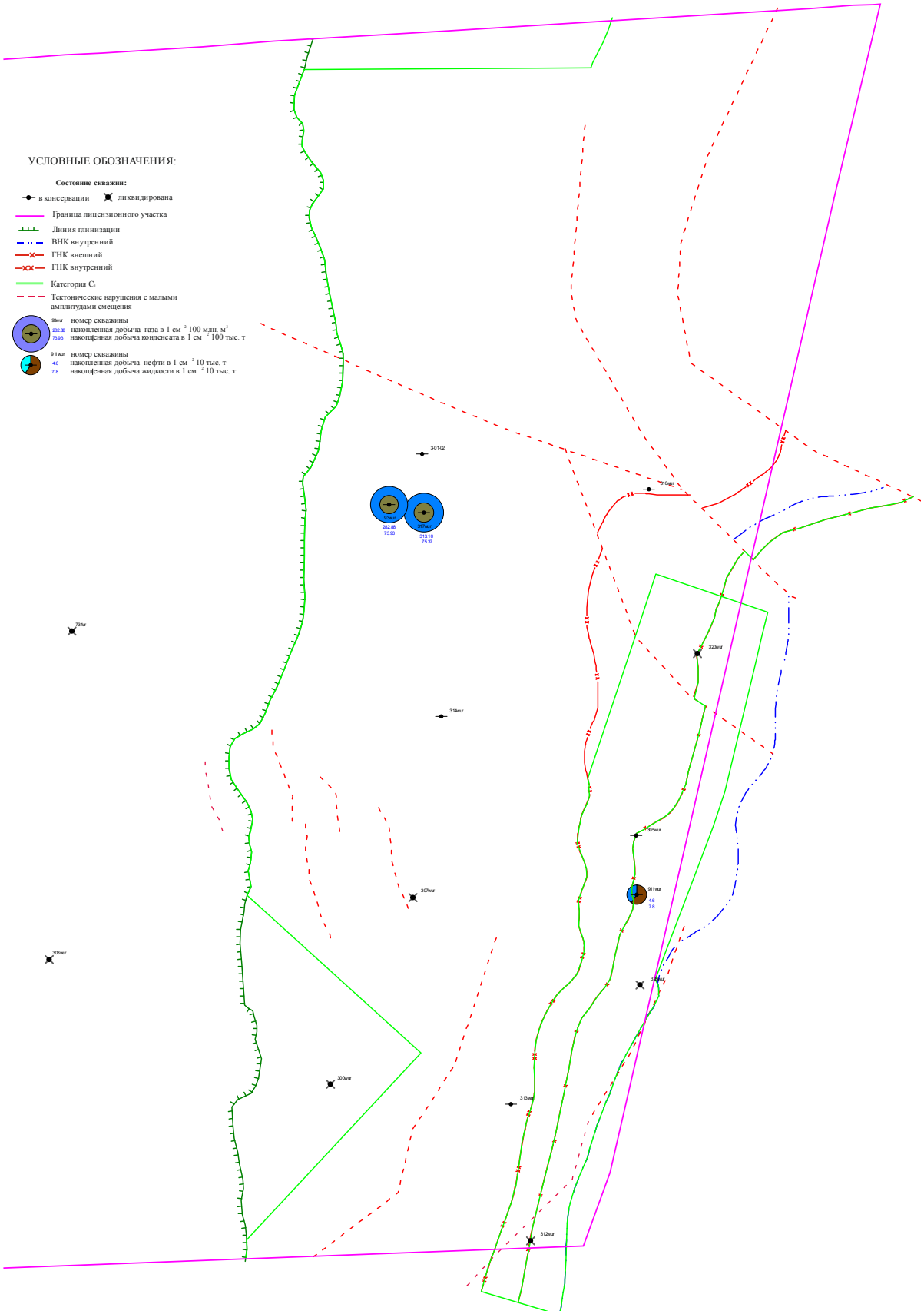


Рисунок 3 - Карта накопленных отборов нефти и жидкости, газа и конденсата пласта $БУ_{16}^{1-4}$ за период пробной эксплуатации

*Пробная эксплуатация газоконденсатной залежи в скв. № 317wur, № 93wur*

Пробная эксплуатация газоконденсатной скв. № 93wur осуществлялась в период с 01.06.2002 г. по 01.12.2006 г., скв. № 317wur - с 01.11.2001 г. по 01.12.2006 г.

Согласно динамике добычи при пробной эксплуатации газоконденсатных скважин в период с 2001 по 2006 гг. максимальный уровень добычи газа достигнут в 2004 году в объеме 161,5 млн. м$^3$, максимальный уровень добычи конденсата достигнут в 2003 году в объеме 34 тыс. т (рисунок 4).

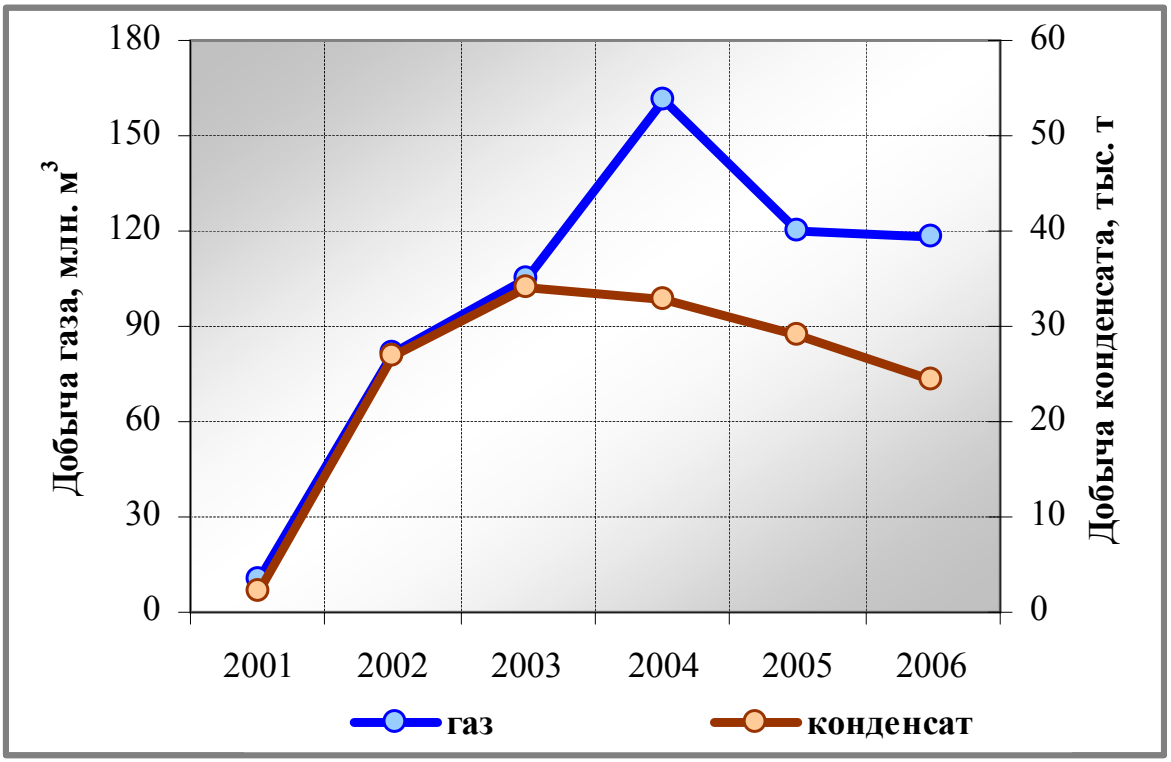


Рисунок 4 - Динамика годовой добычи газа и конденсата по ЛУ

Среднесуточные дебиты за 2006 год для газоконденсатных скважин составили:

для скважины 317 wur: по газу – 183,5 тыс. м$^3$/сут;

по конденсату – 38,8 т/сут;

для скважины 93 wur: по газу – 203,6 тыс. м$^3$/сут;

по конденсату – 43,4 т/сут.

Всего с начала разработки отобрано 596,0 млн. м$^3$ газа и 149,3 тыс. т конденсата, текущий коэффициент извлечения газа – 0,006, конденсата – 0,008. Основные технологические показатели разработки приведены в таблице 4.3.

Скважины № 93wur и № 317wur в период пробной эксплуатации имели сходную динамику добычи углеводородов (рисунок 5).

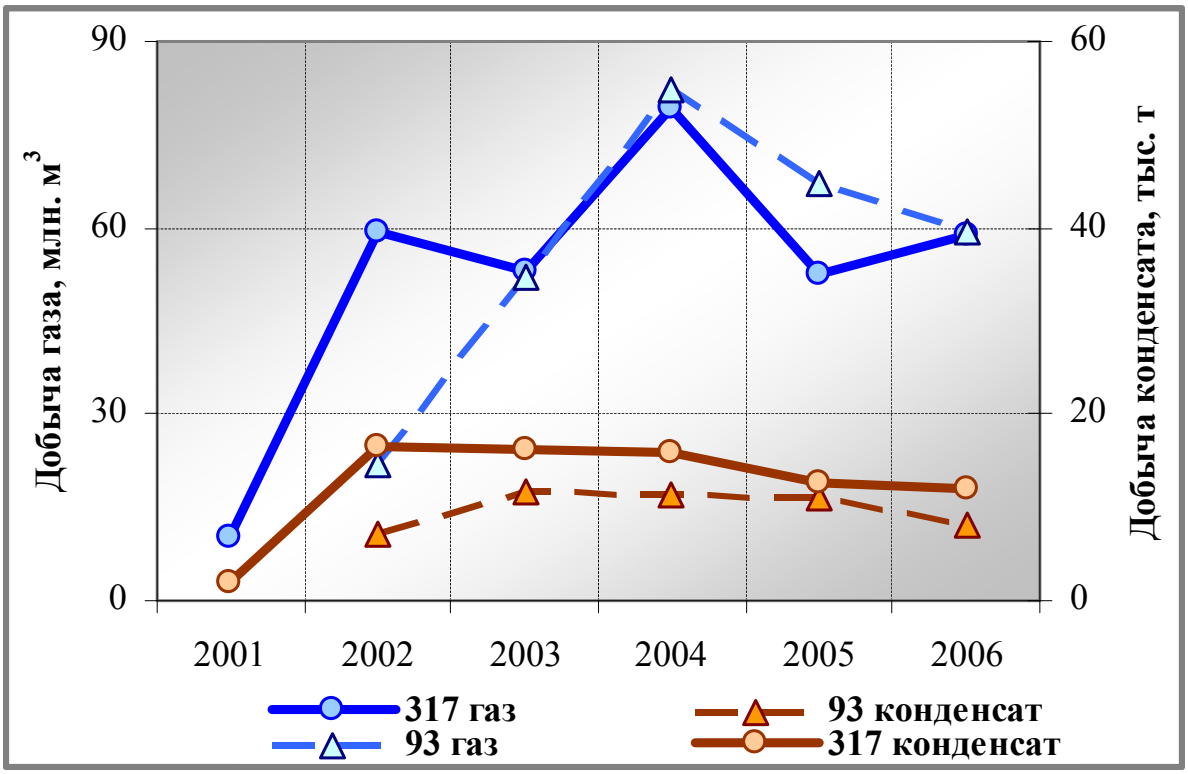


Рисунок 5 - Динамика годовой добычи газа и конденсата по скважинам № 93wur и 317wur по ЛУ

В декабре 2006 года обе газоконденсатные скважины были законсервированы. Ввиду малых отборов углеводородов в период пробной эксплуатации анализ выработки запасов по пласту не приводится.

Таким образом, по состоянию на 01.01.2014 г. добыча углеводородов осуществлялась исключительно из пласта $БУ_{16}^{1-4}$ в пределах ЛУ. Залежь пласта $БУ_{16}^{1-4}$ газоконденсатная с нефтяной оторочкой, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. В газовой части пласта были расконсервированы две разведочные скважины: № 317wur – 19 ноября 2001 г. и № 93wur – 11 июня 2002 г. Запуск нефтяной части залежи приходится на октябрь 2009 года (скважина № 911wur).

В настоящее время разработка пласта $БУ_{16}^{1-4}$ в пределах ЛУ не осуществляется. Все скважины пласта находятся в неработающем фонде. В «Проекте пробной эксплуатации нефтяной оторочки пласта $БУ_{16}^{1-4}$ месторождения» (протокол № 78-11 от 26.12.2011 г.) согласованы технологические показатели без указания конкретной даты ввода залежей пласта $БУ_{16}^{1-4}$ в эксплуатацию. В программе исследовательских работ предусмотрен только контроль за параметрами работы скважин с указанием периодичности определенного вида исследований, в связи с тем, что разработка залежей не осуществляется, программа исследовательских не выполняется.

## Литература


1. Уточненная постоянно-действующая геологическая модель залежей углеводородов ачимовской толщи Уренгойского региона с учетом материалов сейсморазведки 3Д: Отчет о НИР / ООО «ТюменНИИгипрогаз», ОАО «СибНАЦ»; Руководитель Нестеренко А.Н. – Тюмень, 2009.
2. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата ачимовских отложений, залежей неокома (БУ16, БУ17, БУ18), юры (пласты ЮГ2, ЮГ3, ЮГ4) Уренгойской группы месторождений: Отчет о НИР / ОАО «СибНАЦ»; Руководитель Дещеня Н.П. – Тюмень, 2003.
3. Протокол государственной комиссии по запасам полезных ископаемых № 975-дсп от 15.12.2004.
4. Единая технологическая схема разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений месторождения (протокол ЦКР Роснедра по УВС № 22-11 от 21.07.2011).
5. Протокол Роснедра № 18/626-пр. от 22.10.2010 (экспертное заключение ЭЗ № 77-10 от 29.04.2010).
6. Оперативный подсчет запасов газа, конденсата и нефти лицензионного участка (Уренгойское НГКМ): ОАО «СибНАЦ», ОАО «Артикгаз»; Руководители Пенягин П.В., Михайлова Н.А., Ульянова В.П. – Тюмень, 2012.
7. Протокол Федерального агентства по недропользованию № 18/72-пр. от 08.02.2013 (экспертное заключение ЭЗ № 542-12оп от 25.12.2012).
8. Оперативный подсчет запасов газа, конденсата и нефти Уренгойского месторождения Самбургского и Ево-Яхинского лицензионных участков ОАО «Артикгаз»: ОАО «СибНАЦ», ОАО «Артикгаз»; Руководители Михайлова Н.А., Ульянова В.П. – Тюмень, 2013.