

УДК 552.578.18 (575.1)

**Л.Н. Насимханов**

Ташкентский государственный технический  
университет им. И.Каримова  
Ташкент, Узбекистан

## **ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮЖНЫЙ КЕМАЧИ**

*Аннотация.* Приведены результаты анализа разработки нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи за периоды эксплуатации с отбором нефти при консервации газа газовой шапки, одновременного отбора нефти и газа, частичного сайклинг процесса. Показано, что при небольшой толщине нефтяной части более высокие значения конечного коэффициента извлечения нефти достигаются при системах разработки с одновременным отбором нефти и газа, а также реализации сайклинг процесса.

**L.N. Nasimkhanov**

I. Karimov Tashkent State Technical University  
Tashkent, Uzbekistan

## **FEATURES OF THE DEVELOPMENT OF THE YUZHNY KEMACHI OIL AND GAS CONDENSATE FIELD**

*Abstract.* The results of the analysis of the development of the Yuzhny Kemachi oil and gas condensate field during the periods of operation with oil extraction during gas cap gas conservation, simultaneous oil and gas extraction, and partial cycling process are presented. It is shown that with a small thickness of the oil part, higher values of the final oil recovery coefficient are achieved with development systems with simultaneous extraction of oil and gas, as well as the implementation of the cycling process.

В 1978 г. на месторождении Южный Кемачи была пробурена первая скважина № 1. Разбуривание месторождения продолжалось до 1983 г. Месторождение введено в опытно-промышленную эксплуатацию в 1980 г. скважинами № 2, 3. Несмотря на то, что с 1978 по 1983 гг. были пробурены 22 скважины, в 1980 г. месторождение эксплуатировалось двумя скважинами № 2, 3, а в периоды с 1981 по 1982 гг. и с 1985 по 1989 гг. эксплуатация велась только одной скважиной №2. Неэффективное использование пробуренного фонда скважин в периоде 1980 по 1989 гг.. объясняется тем, что месторождение не было обустроено. Коэффициент использования фонда скважин в данном временном интервале в среднем не превышал

0.3. В отдельные годы (1983-1984 гг., 1990-1992 гг.) добыча нефти не осуществлялась [1].

В 1993 г. возобновилось разбуривание и эксплуатация месторождения. За 1993 г. было пробурено 12 скважин, а в эксплуатацию вступило 9 скважин. Коэффициент использования фонда скважин, в период с 1993 по 2003 гг., изменялся в пределах 0.2-0.3. В 2002 г. произошел резкий рост газового фактора с 238 м<sup>3</sup>/т (2001 г.) до 923 м<sup>3</sup>/т (2002 г.), обусловленный прорывом свободного газа из газовой шапки.

В первых проектных документах была обоснована технико-экономическая целесообразность разработки месторождения в режиме истощения с опережающим отбором нефти при консервации газа газовой шапки [7: с.25-32, 8: с.18-28, 9: с.15-18]. При такой системе эффективность разработки нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи и достижение более высоких значений конечного коэффициента извлечения нефти, чем в других системах, предполагалось достичь путем установления оптимального интервала перфорации, «безгазового» и «безводного» дебита скважин.

Оптимальные интервалы перфорации, депрессия на пласт, предельные безгазовые и безводные дебиты скважин и их динамика изменения были определены по широко известной методике Ю.И. Стеглянина и А.П. Белкова.

При реализации данной системы разработки нефтегазоконденсатного месторождения планировалось достичь конечный коэффициент извлечения нефти (ККИН) равный – 0.19 [2].

Однако в первые же годы разработки во многих скважинах наблюдались прорывы газа из газовой шапки и подошвенных вод, что привело к консервации, низким коэффициентам использования фонда и эксплуатации, а в конечном итоге к невыполнению проектных показателей.

В процессе разработки при прорыве газа к интервалам перфорации в нефтяной части залежи нефтедобывающие скважины законсервировались. При такой системе разработки в результате непродолжительной безводной и безгазовой добычи нефти, сопровождавшейся быстрыми прорывами вышележающего газа и подошвенной воды, незначительного фонда нефтедобывающих скважин и, следовательно, незначительных темпов отбора, разработка месторождения становилась экономически нецелесообразной.

В связи с этим, для увеличения добычи жидких углеводородов в 2004 г. было предложено решение о переходе к совместной разработке

нефтяной и газоконденсатной частей залежи, одним интервалом перфорации, единой сеткой скважин.

Проекты разработки были составлены на базе созданных геологических и технологической модели месторождения с использованием программных продуктов «Petrel» и «Eclipse» компании Schlumberger [3].

Реализация данного проекта с переходом на совместную разработку позволил значительно увеличить текущий темп добычи нефти за счет прорыва свободного газа, который является основным рабочим агентом для выноса скважинной жидкости на поверхность, однако в результате эксплуатации скважин при таком режиме наряду со значительным увеличением темпов добычи нефти также происходило увеличение темпов добычи газа. Рост добычи нефти также обеспечивался за счет бурения новых скважин. К примеру, в 2006 г. были пробурены и введены в эксплуатацию три горизонтальные скважины (№№ 54г, 59г, 74г) и 11 вертикальных. За счет ввода в эксплуатацию новых скважин и совместной разработки нефтяной и газоконденсатной частей залежи удалось увеличить добычу нефти в сравнении с 2005 г. в 2.8 раз. В 2007 г. достигнут максимальный уровень годовой добычи нефти 227.6 тыс. т., при обводненности 28.5 % и действующем фонде скважин 55 единиц.

При системе разработки с одновременным отбором нефти и газа планировалось достичь ККИН – 0.0711.

В последующем был составлен проект разработки месторождения с сайклинг процессом, путём обратной закачки части добываемого газа в пласт обеспечивающую компенсацию отбора газа на 50% [4]. За счёт сайклинг процесса предполагалось достичь ККИН – 0.0904.

Для определения фактического ККИН при системе разработки нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи с первоначальным отбором нефти и консервацией газа газовой шапки, одновременного отбора нефти и газа, сайклинг процесса использован эмпирический метод – характеристика вытеснения нефти водой, описывающих историю эксплуатации объекта.

Необходимо отметить, что в настоящее время характеристики вытеснения применяются как для оценки технологических эффектов от реализации отдельных технологических процессов (наводнение, применение процессов воздействия на пласт химическими реагентами и разными вытесняющими агентами, осуществление ГТМ по повышению производительности скважин и т.д.), так и для прогноза показателей разработки.

Для определения извлекаемых запасов нефти выделенных периодов разработки залежи нефти нами использована характеристика вытеснения предложенный Г.С. Камбаровым [5], т.к. этот метод является наиболее предпочтительным с точки зрения обеспечения точности расчетов (до 2,6 %) [15: с.63-75].

Основной расчетный зависимость определения извлекаемых запасов нефти по этому методу имеет вид:

$$Q_n \cdot Q_{ж} = c + dQ_{ж} \quad (1)$$

где  $Q_n$  и  $Q_{ж}$  - накопленные отборы нефти и жидкости;  $c$ ,  $d$  - коэффициенты, определяемые из графиков или методом наименьших квадратов.

По характеристикам вытеснения нефти водой определялись запасы нефти ( $Q_{извл}(\infty)$ ) которые можно извлечь из залежи при  $Q_{ж} \rightarrow \infty$  и при условии сохранения реализованной системы разработки залежи. Значение коэффициента “ $c$ ” в формуле (1) соответствует величине извлекаемых запасов нефти при бесконечной промывке пласта.

В соответствии с методическими руководством по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр на характеристиках вытеснения нефти водой построенных по объектам исследования выделялись заключительные прямолинейные отрезки для определения начальных извлекаемых запасов нефти для выделенных периодов разработки залежи нефти (рис.1).

### **Результаты.**

При разработке нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи с первоочередным отбором нефти и консервацией газа газовой шапки достигнуты низкие темпы отбора жидкости и нефти (в % от начальных геологических запасов) соответственно 0.16 и 0.08%. Из залежи было извлечено всего 315,2 тыс.т нефти, что составляет 1,2% от начальных геологических запасов.

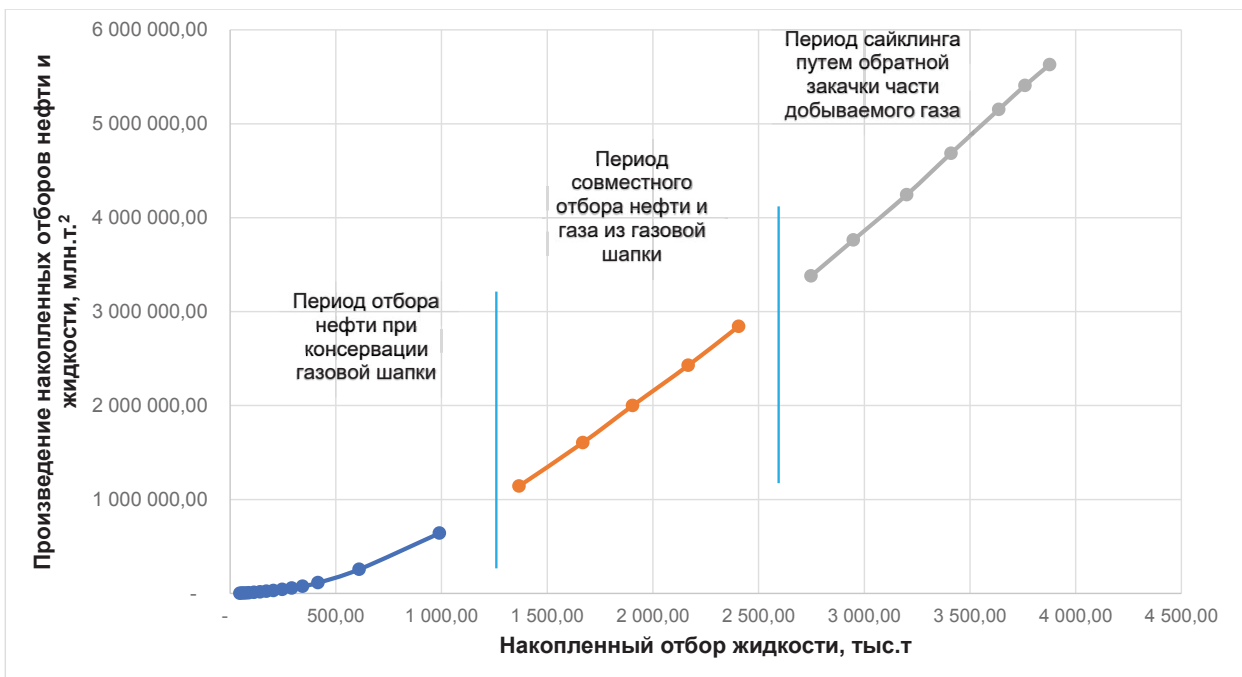
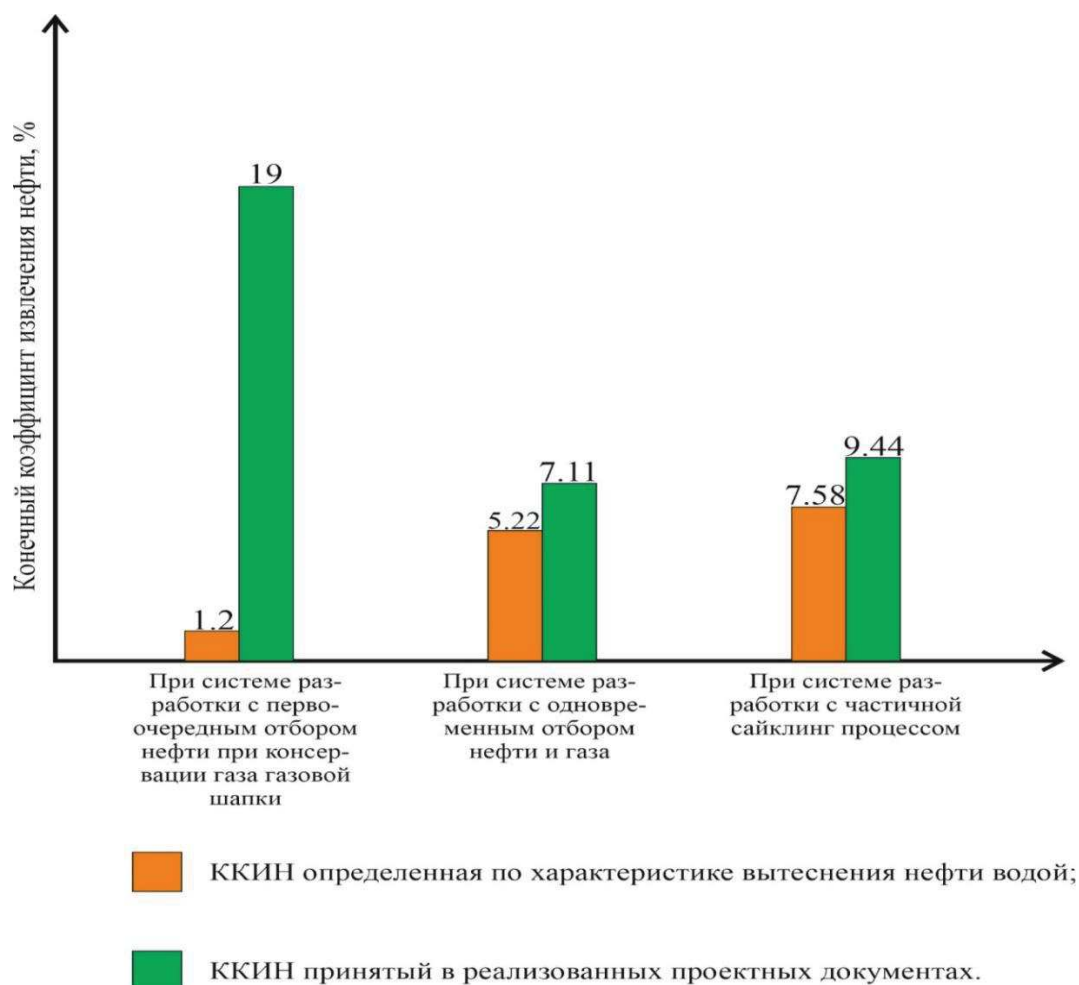


Рис. 1 - Характеристика вытеснения нефти водой нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи

При этом между величинами проектного ККИН и определённого по характеристикам вытеснения огромная (рис.2).



**Рис. 2 - Гистограмма сопоставления прогнозной величины ККИН нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи**

При разработке месторождения с одновременным отбором нефти и газа газовой шапки достигается наивысшие темпы отбора жидкости и нефти соответственно 1.44 и 0.86%. За весь период разработки будет извлечено 1371.1 тыс т. нефти, а ККИН составит 5.22%.

При разработке с частичным сайклинг процессом темп отбора жидкости и нефти, занимает промежуточное положение между двумя выше рассмотренными вариантами, т.е. соответственно 0.96 и 0.20%. Реализация данного варианта обеспечивает достижение ККИН – 9.44%.

**Заключение.**

При условиях геологического строения и залегания нефтяных залежей нефтегазоконденсатных месторождений Бухаро-Хивинского

региона характеризующихся: небольшой толщиной нефтяной оторочки (до 10 м) по сравнению с общей толщиной газовой шапки (более 100 м); контакте нефтяной и газовой части по всей площади нефтенасыщенности и подстилающей подошвенной водой; гидродинамической связи нефтяной, газоконденсатной и водоносной частей залежи; высокой проницаемости коллектора вследствие развитой трещиноватости обеспечить безгазовый и безводный дебит скважин практически невыполнимая задача.

Прорывы газа газовой шапки и подошвенных вод к забоям скважин с начала их эксплуатации приводит к снижению эффективности разработки нефтегазоконденсатных месторождений и конечного коэффициента извлечения нефти.

В геолого-физических условиях НГКМ Южный Кемачи предпочтительным являются варианты разработки с одновременным отбором нефти и газа газовой шапки, а также с применением метода сайклинг процесса.

При прогнозировании технологических показателей разработки подобных нефтегазоконденсатных месторождений относительно достоверные результаты достигаются при использовании 3-х мерных геологических и гидродинамических моделей, созданных на базе современных программных продуктов.

### **Список использованных источников**

1. Богданов А.Н. Структура сырьевой базы углеводородов Республики Узбекистан // Сборник материалов международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии и инновационные методы и технологии освоения углеводородного потенциала

2. Назаров У.С., Махмудов Ф.М., Игамбердиева Л.З. К стратегии инновационной деятельности при разработке месторождений нефти Узбекистана. // Узбекский журнал нефти и газа. - Ташкент, 2013. Спец.выпуск. С.49-54.

3. Махмудов Н.Н., Каршиев А.Х., Агзамова С.А., Результаты сопоставления основных показателей разработки длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений // Инновационные технологиялар журналы. -2013. №3. - С.3-5.

4. Назаров У.С., Игамбердиева Л.З., Махмудов Ф.М. К стратегии инновационной деятельности при разработке месторождений нефти Узбекистана. // Вестник ТашГТУ - Ташкент, 2013. №1. - С.45-53.

5. Бегметов О.К. Уточненный проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи Этап I. Анализ состояния разработки нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи. – Ташкент: ОАО «O'ZLITINEFTGAZ», 2008. – 181 С.

УДК 332.1

**Лю Сюэяо**

Белорусский государственный университет  
Минск, Беларусь

## **ИССЛЕДОВАНИЕ РЕГИОНАЛЬНОГО ЗЕЛЁНОГО РАЗВИТИЯ В КИТАЕ**

***Аннотация.** Зеленое экономическое развитие стало основной тенденцией развития во всем мире. Китай находится в критическом периоде зеленой трансформации. Некоторые регионы Китая уже имеют хорошую базу для развития зеленой экономики. Преимущественное развитие зеленой экономики в некоторых регионах может послужить примером для Китая.*

**Liu Xueyao**

Belarusian State University  
Minsk, Belarus

## **A STUDY OF REGIONAL GREEN DEVELOPMENT IN CHINA**

***Abstract.** Green economic development has become a mainstream development trend worldwide. China is in a critical period of green transformation. Some regions of China already have a good basis for green economy development. The advantageous green economy development in certain regions will serve as a model in China.*

Introduction. Energy security and environmental protection are global issues since the beginning of industrial civilisation and are huge challenges for mankind. After the reform and opening up, China has rapidly developed for more than 40 years and it has become one of the largest economies. It has a complete industrial system and is at the peak of its industrial development. Along with intense industrialisation, China has to confront the growing pressure on its resources and environment while enjoying the dividends brought by industrial activities. In order to balance ecological functions and economic benefits, and to relieve the pressure on over-consumption of resources and the environment, China must explore a green economy development path in accordance with its market regulations. Nevertheless,