



## АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «УРГА» С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВОЗМОЖНОЙ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ГАЗА И КОНЕЧНОЙ ГАЗООТДАЧИ

**В.А. Гричаников**  
**И.П. Бурлуцкая**  
**А.В. Овчинников**

*Белгородский государственный  
национальный исследовательский  
университет, Россия, 308015,  
г. Белгород, ул. Победы, 85  
E-mail: forvag1@yandex.ru*

В статье рассмотрены результаты эксплуатации месторождения Урга Устюртского района. Приведены данные по его строению и разработке. Проведён анализ причин несоответствия дренируемых и подсчитанных объёмным методом запасов. Обоснованы коэффициенты газоотдачи для различных продуктивных коллекторов. Поставлен вопрос об определении реальных коэффициентов газоотдачи для всех газовых и газоконденсатных месторождений Российской Федерации.

Ключевые слова: конечная газоотдача, терригенные коллекторы, Урга, оценка извлекаемых запасов, фильтрационно-ёмкостные свойства.

Начиная с 2000 года Устюртский регион становится основным источником прироста запасов газа. За последние 7-8 лет здесь открыт ряд месторождений (Вост. Бердах, Сургиль, Шагырлык), которые по запасам относятся к категории крупных. Кроме того, в этом регионе с 1990 г. ведётся разработка Ургинского месторождения, которая, по всем показателям, вступила в позднюю стадию [1-4].

Именно результаты разработки этого месторождения и послужили основанием для того, чтобы поднять вопрос о коэффициенте извлечения газа из залежей, приуроченных к терригенным юрским коллекторам Устюртского региона.

### Общие сведения

Месторождение Урга открыто в 1990 г. в процессе проводившихся в 1986-1996 гг. поисково-разведочных работ. В общей сложности на месторождении пробурено 11 поисковых и разведочных скважин.

Месторождение многопластовое; газомещающими являются терригенные коллекторы верхнеюрского возраста. Газоконденсатные залежи этого месторождения приурочены к верхнеюрским терригенным коллекторам пористостью 13-25 %, проницаемостью 1-100 мд, остаточной водонасыщенностью 0,15-0,35. Продуктивные горизонты ( $J_3^1$ ,  $J_3^2$ ,  $J_3^{2a}$ ,  $J_3^3$ ,  $J_3^5$ ,  $J_3^6$ ,  $J_3^7$ ) представлены пачками песчаников, разделенных глинистыми слоями, которые являются флюидоупорами, обеспечивающими изоляцию залежей. Песчаники мелко- и разнозернистые, глинистые, аллювиально-делювиального генезиса, с резкой изменчивостью фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) по площади и разрезу [1-4].

На базе полученной в процессе поисково-разведочных работ геолого-геофизической информации ОМП (ПЗ) ГПП «Узбекгеофизика» были подсчитаны остаточные запасы газа, конденсата и сопутствующих компонентов по состоянию изученности месторождения на 01.09.96г, (месторождение было введено в опытно-промышленную эксплуатацию в августе 1995 г.).

ГКЗ Республики Узбекистан в своем протоколе отметила, что газоконденсатное месторождение Урга характеризуется весьма сложным геологическим строением из-за неравномерного распространения по площади и разрезу коллекторов, представленных плохо коррелируемыми между собой телами песчаников мощностью от долей до 20 м, с преимущественным распространением тонких пропластков и линз, большинство из которых характеризуется ограниченной площадью развития и

разобщенностью по разрезу большими интервалами залегания пород-неколлекторов. Залежи газа, приуроченные к выделенным подсчетным объектам, структурно-литологические. При этом, в подсчетные объекты в ряде случаев объединены группы пропластков и линз литологически и гидродинамически разобщенные между собой.

Исключительная сложность строения месторождения существенно затрудняла выделение продуктивных коллекторов в разрезе, оценку их параметров и построение геологических моделей газоносных объектов.

Поэтому запасы газа по этому месторождению неоднократно пересматривались, т.к. сначала разработки падение давлений в залежах не соответствовали отборам газа. При этом запасы изменялись почти в два раза, и если первоначально оценки разных исполнителей составляли около 50 млрд метров кубических, то последняя оценка в 2004 году, явно носящая заказной характер, эту цифру спустила до 17 млрд метров кубических.

### Краткие данные по разработке месторождения

Месторождение Урга ведено в опытно-промышленную эксплуатацию 27 августа 1995 г. по проектам разработки и обустройства, выполненным институтом "УзбекНИПИнефтегаз". Ввод месторождения в опытно-промышленную эксплуатацию должен быть осуществлен 5-ю разведочными скважинами. Предусматривался ввод в эксплуатацию до 1 июля 1998 г. еще 10 скважин, в том числе 3-х разведочных и 7-и эксплуатационных с доведением суточной добычи газа до 4 млн. м<sup>3</sup> и газового конденсата до 25-30 т.

По состоянию на 01.01.1997 г. (время составления «Проекта промышленной разработки месторождения Урга») в общем фонде числилось 18 скважин, в том числе 11 разведочных и 7 эксплуатационных.

Годовые уровни добычи газа из месторождения Урга для проектирования его разработки были определены в количествах: 1.5 млрд. м<sup>3</sup> в 1997г. и 2.0 млрд. м<sup>3</sup> в 1998-2000 гг., с максимальным суточным отбором в зимнее время 9.0 млн. м<sup>3</sup> в 1998 г.

С целью определения технико-экономической эффективности разработки продуктивных пластов и пачек авторами проекта промышленной разработки месторождения были рассмотрены 2 основных и 1 дополнительный вариант (с учетом увеличения добычи газа в зимний период).

Был принят вариант с годовыми отборами газа – 1.5 млрд. м<sup>3</sup> (в 1997 г.) и 2.0 млрд. м<sup>3</sup> (с 1998 г). Отбор газа в период постоянной добычи – 50% от утвержденных суммарных запасов месторождения. Способ эксплуатации скважин – одновременно-раздельный, учитывая, что пласт J<sub>3</sub><sup>2</sup> разрабатывается самостоятельной сеткой скважин. Продуктивная пачка J<sub>3</sub><sup>5</sup> разрабатывается скважинами, среди которых имеются как «одиночные», эксплуатируемые без совмещения с другими пластами и пачками, так и «совмещенные» (J<sub>3</sub><sup>5</sup> + J<sub>3</sub><sup>3</sup> + J<sub>3</sub><sup>5</sup> + J<sub>3</sub><sup>1</sup>) варианты. Продуктивные пласты и пачки J<sub>3</sub><sup>8</sup>, J<sub>3</sub><sup>6</sup>, J<sub>3</sub><sup>7</sup>, J<sub>3</sub><sup>3</sup>, J<sub>3</sub><sup>2a</sup> разрабатываются "совмещенными" скважинами (J<sub>3</sub><sup>8</sup> + J<sub>3</sub><sup>6</sup> + J<sub>3</sub><sup>7</sup> + J<sub>3</sub><sup>6</sup> + J<sub>3</sub><sup>3</sup> + J<sub>3</sub><sup>2a</sup>). Принимается постоянное количество скважин на весь период разработки в пластах и пачках J<sub>3</sub><sup>8</sup>, J<sub>3</sub><sup>5</sup>, J<sub>3</sub><sup>3</sup>, J<sub>3</sub><sup>2a</sup>, J<sub>3</sub><sup>1</sup> с суммарными запасами, составляющими 24% от общих запасов. Указанные пласты и пачки совмещаются следующим образом - J<sub>3</sub><sup>8</sup> + J<sub>3</sub><sup>8</sup> + J<sub>3</sub><sup>6</sup> + J<sub>3</sub><sup>5</sup> + J<sub>3</sub><sup>3</sup> + J<sub>3</sub><sup>3</sup> + J<sub>3</sub><sup>2a</sup>, J<sub>3</sub><sup>5</sup> + J<sub>3</sub><sup>1</sup>.

Характерной особенностью рассмотренных вариантов являются низкие величины коэффициентов газо- и конденсатоотдачи за весь промышленный срок разработки месторождения, обусловленные снижением рабочих давлений на устье скважин ниже допустимых пределов (5 кг/см<sup>2</sup>), когда компримирование добываемого газа становится экономически не оправданным. Газоотдача по всем вариантам составила 68.2%, конденсатоотдача – 63.7% от балансовых запасов.

Единственной и вполне естественной, по мнению авторов проекта промышленной разработки месторождения [4], причиной получения низких величин коэффициентов газо- и конденсатоотдачи являются низкие фильтрационно-емкостные свойства терригенных пород продуктивных пластов и пачек.



По первому варианту за период постоянного отбора суммарная добыча газа составит 18.17 млрд. м<sup>3</sup> или 48.6% от начальной величины запасов месторождения.

За весь промышленный срок разработки (2010 г.) будет отобрано 25.5 млрд. м<sup>3</sup> газа, что составит 68.2% от начальных запасов месторождения.

Вместе с газом будет извлечено 530.67 тыс. т конденсата или 63.7% от балансовых запасов в целом по месторождению.

В 2000г. ОАО «УзЛИТИнефтегаз» были выполнены «Коррективы к проекту разработки». Был принят вариант разработки на 6 лет (2000-2005гг.) с годовыми отборами 1,626 млрд. м<sup>3</sup> (2000г.) со снижением до 1,459 млрд. м<sup>3</sup> (2005г.) и фондом скважин 36 (в т.ч. 31 действующая). Коррективы вводились на основе уточненной модели [2].

Однако, в 2003г. стало ясно, что планируемые показатели не выполняются, т.к. бурящиеся проектные скважины не увеличивают добычу газа, а только компенсируют скважины, которые выходят из фонда добывающих по причине обводнения и самозадавливания. Поэтому было принято решение о прекращении дальнейшего бурения проектных эксплуатационных скважин до выяснения фактической геологической модели и пересмотра остаточных запасов газа.

Из всех продуктивных горизонтов ( $J_3^1, J_3^2, J_3^{2a}, J_3^3, J_3^5, J_3^6, J_3^7, J_3^8$ ) по которым были подсчитаны и утверждены запасы газа и конденсата в разработке находятся 6 ( $J_3^2, J_3^{2a}, J_3^3, J_3^5, J_3^6, J_3^7$ )

Фактическая схема совместной эксплуатации в скважинах нескольких горизонтов, применяемая на месторождении Урга, не позволяет уверенно оценить суммарный отбор по каждому горизонту. Поэтому распределение газа по горизонтам по каждой скважине производится пропорционально утвержденным запасам этих горизонтов, что создает определенную условность суммарных отборов.

#### **Анализ возможных причин несоответствия дренируемых и подсчитанных объемным методом запасов**

Сравнение результатов подсчета запасов 1996 г. и 1999 г. показывают, что при их близких суммарных значениях по основным горизонтам  $J_3^2, J_3^3, J_3^6, J_3^7$  запасы различаются. Так, по горизонту  $J_3^2$  данные по пробуренным за период 1996-1999 гг. эксплуатационным скважинам привели к уменьшению площади газоносности на 23.8% , по горизонту  $J_3^3$  – к увеличению на 3,4% , по горизонту  $J_3^6$  – к уменьшению площади на 21,4% , по горизонту  $J_3^7$  – к уменьшению площади на 25.7% . В целом, по основным горизонтам  $J_3^2, J_3^6$  запасы уменьшились соответственно на 35.8% и 16 % , а по горизонтам  $J_3^3, J_3^7$  увеличились соответственно на 56.2% и 22.7%. Следует указать, что при подсчете запасов в 1999г. по горизонту  $J_3^7$  была допущена техническая ошибка, что привело к завышению запасов по этому горизонту на 1943 млн. м<sup>3</sup>. Таким образом, с учетом корректировки по горизонту  $J_3^7$  суммарные запасы уменьшились на 2.2%.

Приведенные данные показывают, что представления о начальных запасах изменяются по мере получения дополнительной информации. Очевидно, что наблюдаемые значительные отклонения дренируемых запасов от геологических могут быть связаны, в том числе и с необходимостью уточнения запасов.

Горизонт  $J_3^2$ . Если в качестве геологических принять запасы пересчета 1999 г., то дренируемые запасы составляют 76.2% от геологических. Горизонт  $J_3^2$  разрабатывается достаточно равномерной сеткой скважин и в данном случае такое расхождение дренируемых и геологических запасов обусловлено не полным извлечением газа из пласта, т.е. газоотдачей.

Горизонт  $J_3^3$ . Если в качестве геологических принять запасы пересчета 1999г., то дренируемые запасы составляют 54,4% от геологических. Горизонт  $J_3^3$  разрабатывается в большинстве скважин совместно с другими горизонтами, поэтому отборы по нему достаточно условны. Тем не менее, дренируемые запасы превышают 50% от геологических и здесь есть смысл рассматривать извлекаемые запасы, т.е. газоотдачу.

Горизонт  $J_3^6$ . Если в качестве геологических принять запасы пересчета 1999 г., то дренируемые запасы составляют 62.4% от геологических. Горизонт  $J_3^6$  разрабатывается достаточно равномерной сеткой и различие дренируемых и геологических запасов обусловлено не полным извлечением газа из пласта, т.е. газоотдачей.

Горизонт  $J_3^7$ . Если в качестве геологических принять запасы пересчета 1999 г., то дренируемые запасы составляют 6.1% от геологических. Разработка горизонта  $J_3^7$  ведется ограниченным количеством скважин, к тому же расположенных на периклиналях куполов. Однако, такое существенное расхождение дренируемых и геологических запасов позволяет сделать неутешительный вывод о том, что запасы этого горизонта нуждаются в серьезном пересмотре.

### **Обоснование коэффициента газоотдачи для продуктивных коллекторов $J_3^2$ , $J_3^3$ , $J_3^6$ горизонтов**

В работе [3] было показано, что совместная эксплуатация горизонтов с разными ФЕС привела к тому, что в работу были вовлечены только те пласты и прослои, ФЕС которых наиболее высоки, а пласты и прослои с ухудшенными ФЕС практически в работе не участвовали. Однако анализ результатов разработки с этой точки зрения также не обеспечивал должного объяснения такого расхождения в запасах, подсчитанных объемным методом и МПД.

Авторы обратились к результатам определения коэффициента вытеснения газа на образцах керна, выполненных в опытно-методической партии (подсчета запасов) ОАО «Узбекгеофизика» в 1990-1994 гг. в рамках опытно-методических работ [1].

По этим данным коэффициент вытеснения газа водой на лабораторной установке высокого давления составил 0.7. Поэтому есть все основания считать, что в среднем коэффициент газоотдачи по Ургинскому месторождению составит 0.7, а извлекаемые запасы газа не превысят 35 млрд метров кубических. Учитывая, что разработка этого месторождения изначально велась с серьезными нарушениями, достижимый коэффициент будет существенно ниже.

### **Выводы**

Изложенные в настоящей статье данные позволяют сделать следующие выводы.

1. Извлекаемые запасы газа на Ургинском месторождении должны составлять около 25,9 млрд. м<sup>3</sup>, в том числе по рассматриваемым горизонтам 12,7 млрд. м<sup>3</sup>. Суммарные дренируемые запасы по этим горизонтам составляют 12,2 млрд. м<sup>3</sup>. Таким образом, текущий коэффициент газоотдачи для рассматриваемых пластов составил 0,674, что близко к коэффициенту вытеснения.

2. Приведенные данные можно рассматривать только в качестве оценочных, т.к. для более точного определения коэффициента извлечения необходимо гораздо больше определений по керну, чем мы имеем в настоящее время.

3. Кроме того, не следует забывать, что моделирование извлечения газа на керне отражает только влияние ФЕС коллекторов на этот параметр и не учитывают таких показателей как степень вовлечения объема эксплуатационного объекта в разработку (коэффициент охвата,  $K_{охв.}$ ) и коэффициента рентабельности разработки, определяющего, добыча какого объема газа является экономически выгодной.

4. Приведенные данные позволяют поставить вопрос об определении реальных коэффициентов газоотдачи для всех газовых и газоконденсатных месторождений Российской Федерации, включая уникальные и месторождения – гиганты, в том числе и на Арктическом шельфе, о которых много говорится в последнее время и на которые возлагаются большие надежды в связи с проектом Северный поток, иначе впоследствии выяснится, что все радужные перспективы, мягко говоря, не оправданы.



### Список литературы

1. Пак С.А. Подсчет запасов газа и конденсата месторождения Урга в РУз за 1994-95 гг. – Ташкент: «УзЛИТИнефтваз», 1995. – 246 с.
2. Бережнов В.Т. Анализ геолого-геофизических материалов для уточнения геологической модели месторождения Урга с проведением исследовательских работ в эксплуатационных скважинах в целях внесения корректив в проект разработки // Отчет по НИР «УзЛИТИнефтваз», Ташкент, 1999. – С. 124-129.
3. Халисматов И.Х., Бурлуцкая И.П. Анализ интенсификации отбора газа из обводненных пластов месторождения Урга // Отчет по НИР «Узнефтегаздобыча», Ташкент, 2000 г. – С. 216-227.
4. Югай Д.Р. Проект разработки месторождения Урга // Отчет по НИР «УзЛИТИнефтваз», Ташкент, 1997. – С. 310-318.

## THE ANALYSIS OF THE RESULTS OF THE DEPOSIT URGА EXPLOITATION TO DETERMINE THE POSSIBLE EXPLOITATION OF THE GAS STOCKS AND THE FINAL GAS-RETURN

**V.A. Grichanikov**  
**I.P. Burlutskaya**  
**A.V. Ovchinnikov**

*Belgorod State National Research University*

*Pobedy St., 85, Belgorod, 308015, Russia*

*E-mail: forvag1@yandex.ru*

In the article the results of the deposit Urgа Ustyurt district exploitation are examined. The data of its structure and exploitation are brought. The analysis of the reasons of the discrepancy of the drain and calculated by the volume method stocks is carried out. The gas-return coefficients for different productive collectors are substantiated. The question about the determination of the real coefficients of the gas-return for all gas and gas-condensate deposits of the Russian Federation is raised.

Key words: the final gas-return, terrigenous collectors, Urgа, the appraisal of the extracting stocks, filter-capacity qualities.