

РЕШЕНИЕ НЕКОТОРЫХ ЗАДАЧ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ОЦЕНКИ ИХ ЗАПАСОВ РАЗЛИЧНЫМИ МЕТОДАМИ

А.Х. АГЗАМОВ¹, О.Г. ХАЙИТОВ², О.П. МАТНИЯЗОВ³

(¹СП «ГИССАРНЕФТЕГАЗ», ²ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ ИСЛАМА КАРИМОВА, ³СП ООО UZ-KOR GAS CHEMICAL)

АННОТАЦИЯ

Мақолада Шимолий Гузар қонида газ захиралари миқдорини ҳажмий, босим пасайишига қараб ва статистик усулларда ҳисоб-китоб қилиш бўйича сонли тажриба натижалари келтирилган. Турли усуллар ёрдамида газ захиралари миқдорини ҳисоблаб чиқиш натижаларини солиштириб, сизилувчи захиралар ҳажми ва геологик-техник тадбирлар самарадорлигини баҳолаш ҳамда уларнинг тасдиқланган миқдорини аниқлаштириш (зарур бўлган ҳолларда) мақсадга мувофиқлигини асослаш мумкинлиги кўрсатилган.

ABSTRACT

Here, the outcomes of numerical experiments on the calculation of gas reserves in bulk, pressure drop and statistical methods of the Northern Ghuzar deposit are presented. It is shown that by comparing the results of calculating the amount of gas reserves by different methods, it is possible to estimate the volume of drained reserves, the efficiency of geological and technical measures, and to justify the expediency (if necessary) of the specification of their approved value.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: запасы газа, метод оценки, объем, давление, статистика, зависимость, коэффициент, корреляция, разработка, расхождение, мероприятие, эффективность.

Одними из приоритетных направлений нефтегазовой отрасли являются открытие новых месторождений и приращение запасов природного газа. В настоящее время около 90 % добычи углеводородов и до 70 % ежегодного прироста запасов углеводородов Республики Узбекистан приходится на долю Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона. Основной объем добычи и прироста запасов газа здесь связан с юрской карбонатной формацией, которая более 40 лет является основным целевым объектом поисков, разведки и разработки месторождений газа [1].

В связи с достаточно высокой степенью изученности карбонатной формации вероятность открытия крупных и средних по запасам месторождений углеводородов невысока. В то же время увеличивается доля открытия мелких залежей, содержащих запасы газа от 1 до 10 млн. ТУТ. Примером могут служить газовые и газоконденсатные месторождения Таваккал, Нишан, Девхана, Эрназар, Чигил, Назаркудук, Шимолий Гирсан, Талимарджан и др., открытые в последние годы. На этих месторождениях возникают определенные трудности в вопросе достоверного определения запасов газа в связи с ограниченностью фонда скважин и большими диапазонами изменения подсчетных параметров.

Величина запасов газа является основой для принятия прогнозных показателей разработки и технологий их извлечения. Недостоверность этого параметра как в сторону уменьшения, так и в сторону его увеличения, в процессе разработки приводит к изменениям ранее принятых технологических решений, неоправданному расходу материально-технических ресурсов и финансовым затратам, что снижает эффективность эксплуатации месторождений природного газа. Повышение степени достоверности подсчета запасов газа позволяет принимать обоснованные проектные решения, что, в конечном счете, приводит к повышению эффективности его извлечения, рациональному использованию материально-технических ресурсов, финансовых возможностей предприятия.

Применение методов подсчета запасов газа и их достоверность зависят от стадии изученности месторождения. В связи с этим в настоящее время в зависимости от стадии изученности месторождения для определения запасов газа широко используются объемный метод, метод материального баланса (по падению давления), статистические закономерности и геолого-математические модели.

Объемный метод подсчета запасов газа нашел наиболее широкое применение, так как этот метод применим на любой стадии разработки залежи и режимах проявления пластовой энергии.

К наиболее часто встречающимся факторам, влияющими на точность определения запасов газа объемным методом, относятся: неоднородность залежи по разрезу и площади, анизотропия пластов, наличие литологических экранов, положение контакта «газ – вода» или «газ – нефть» при наличии нефтяной оторочки, конфигурация площади газонасыщенности, эффективная газонасыщенная толщина, насыщенность пористой среды газом, водой, нефтью; порог подвижности флюидов и т.д. [2].

Основной недостаток объемного метода заключается в том, что при подсчете запасов газа не только не учитываются фильтрационные параметры, но и исключаются из подсчета запасов низкопористые и низкопроницаемые пропластки.

Точность определения запасов газа методом материального баланса зависит от режима залежи. Высокую точность определения запасов газа этим методом можно гарантировать при полном вовлечении в разработку залежи, имеющей газовый режим и однородную по емкостным и фильтрационным параметрам.

Статистические зависимости – закономерности изменения отборов газа в период падающей добычи устанавливаются в результате обобщения материалов по разработке месторождений на поздней стадии эксплуатации. Необходимым условием применения этого метода является отсутствие в рассматриваемый период времени (охватывающий фактический период изменения отборов и

время экстраполяции) изменений в реализуемой системе разработки. Этот метод не может учитывать изменения, связанные с вводом ДКС, темпа обводнения продукции скважин, флюктуациями технологического режима работы скважин по ограничению или увеличению дебитов последних и др.

Возникновение методов использования геолого-математических моделей вызвано неточностью других методов, не учитывающих фильтрационные свойства газоносных пластов при подсчете запасов газа.

Теоретическими основами этого метода подсчета запасов газа является использование для описания процесса разработки месторождения системы уравнений нестационарной многофазной трехмерной фильтрации в неоднородной многослойной анизотропной пористой среде газа, конденсата (на газонефтяных месторождениях), нефти и воды (подожвенной или контурной) с учетом гравитационных и капиллярных сил, изменения свойств флюидов в пористой среде от давления, взаиморастворимости флюидов и других факторов в залежах массивного и пластового типов [2, 3].

Трудности применения геолого-математических моделей для подсчета запасов газа в основном связаны с недостаточностью обеспечения необходимой информации о геологическом строении залежи, неоднородности коллекторов, измерениях свойств флюидов в процессе эксплуатации и других параметров, особенно на ранних стадиях разработки месторождений.

Рассмотрим применение результатов подсчета запасов газа объемным, падения давления и статистическими методами для решения задач разработки на примере месторождения Северный Гузар.

Газоконденсатное месторождение Северный Гузар открыто в 1991 г., продуктивные XV и XVa горизонты связаны с карбонатными отложениями верхней юры. XV и XVa горизонты представлены доломитами и известняками.

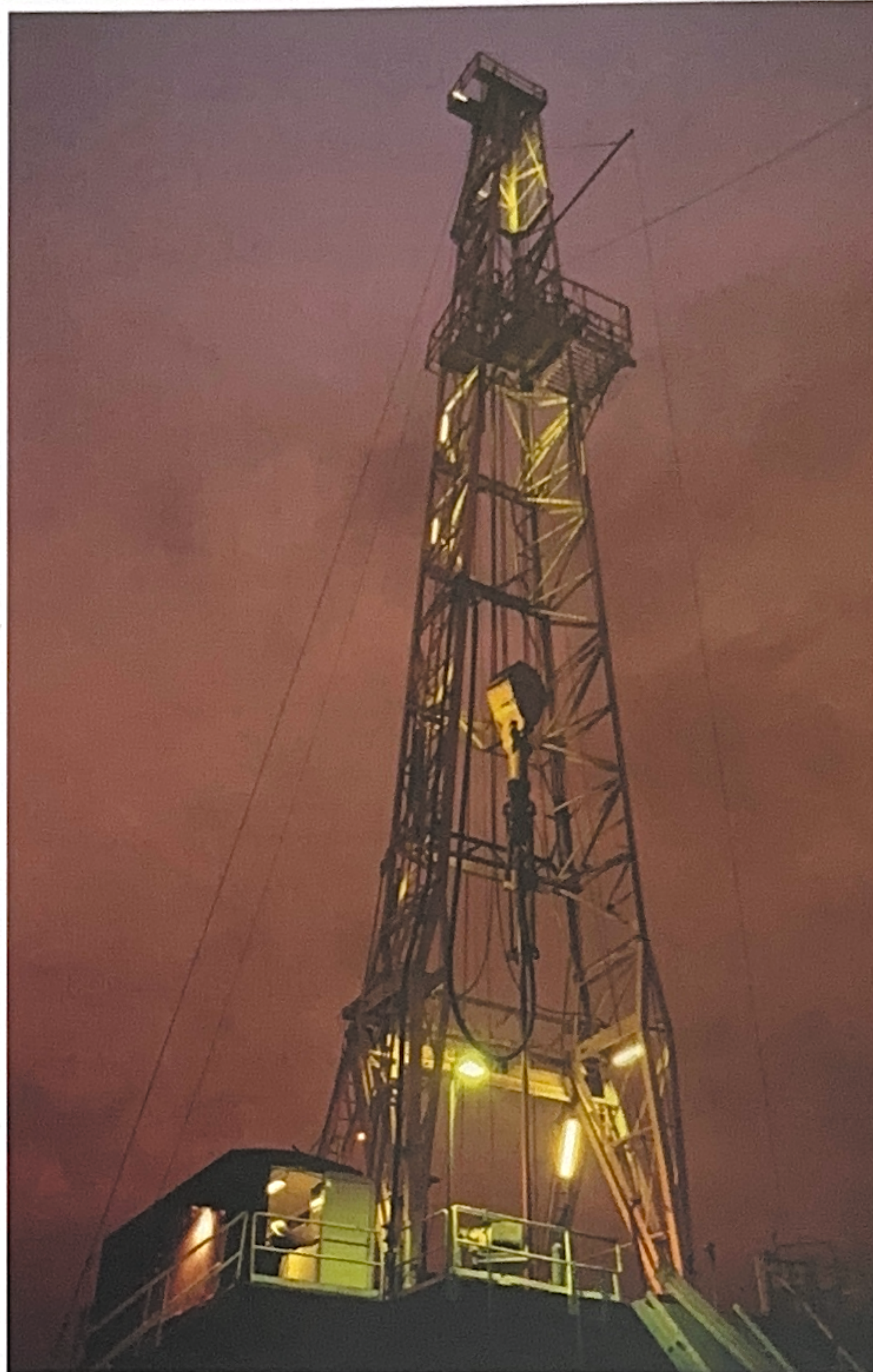
Структура Северный Гузар представляет собой брахиантиклиналь северо-восточного простирания, осложненную тектоническим нарушением, секущее юго-восточное крыло складки. Размеры структуры по изогипсе -2 600 м - 6 400 x 1 700 м, высота - 190-200 м. Горизонты XV и XVa представляют собой единый газомещающий резервуар с общим газоводяным контактом.

Открытая пористость доломитов горизонтов XV и XVa изменяется от 1,9 до 13,9 %, проницаемость от 0,01 до $46,8 \cdot 10^{-3}$ мкм². Открытая пористость известняков этих горизонтов колеблется в пределах от 2,2 до 8,5 %, проницаемость от 0,01 до $0,5 \cdot 10^{-3}$ мкм². Известняки и доломиты горизонтов XV и XVa характеризуются как коллекторы трещинно-порового типа.

Средние величины пластового давления составляют: в верхней части залежи - 32,38 МПа, в средней части - 32,9 МПа, на отметке ГВК - 33,04 МПа. Коэффициенты аномальности пластового давления изменяются от 1,075 и 1,078 в нижней части горизонта XVa, до 1,113 и 1,103 в верхней части горизонта XV.

Среднее значение пластовой температуры в газовой залежи горизонта XV составляет +111,9 °С, в середине горизонта XVa +112,6 °С. Средняя величина геотермического градиента 2,23 °С/100 м, а геотермической ступени - 46,19 м/°С.

Месторождение Северный Гузар введено в разработку в 2007 году. Нарастающая добыча углеводородов в 2007-2009 гг.



обусловлена опережающим бурением скважин. Максимальная добыча газа и конденсата достигнута в 2009 году в объемах 881 225 и 163 887 ТУТ соответственно (табл. 1).

Резкое падение добычи, начиная с 2010 года, связано с повышением обводненности продукции скважин, обусловившей ухудшение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны скважин, действующего фонда и снижением пластового давления с первоначального 31,7 до 17,0 МПа.

По состоянию на 01.01.2015 г., на месторождении пробурены 13 скважин, из них 7 действующих (№№ 1, 5, 9, 10, 11, 12, 13), 1 скважина находится в ожидании КРС, 1 скважина (№ 6) в контрольном фонде и 4 скважины (№№ 2, 3, 4, 7) ликвидированы.

Разработка месторождения Северный Гузар характеризуется следующими технологическими показателями:

- накопленная добыча газа - 3 426 904 ТУТ или 32,37 % от его утвержденных запасов;
- извлечено из недр конденсата - 556 084 ТУТ или 22,89 % от его геологических запасов;

• текущее пластовое давление – 17 МПа. Она снизилось на 53,6 % в сравнении с начальным 31,7 МПа.

Подсчет запасов газа объемным методом осуществлен по формуле [2]:

$$Q_r = S \cdot h \cdot K_n \cdot K_r \cdot (P_{пл} \cdot a_{пл} - P_0 \cdot a_0) \cdot f \cdot \eta, \quad (1)$$

где

S – площадь газонасыщенности, тыс. м²;

h – эффективная газонасыщенная толщина, м;

K_n – коэффициент пористости;

K_r – коэффициент газонасыщенности;

$P_{пл}, P_0$ – начальное и конечное пластовое давление ($P_0 = 1$);

$a_{пл}, a_0$ – поправки на отклонение реальных газов от закона Бойля-Мариотта ($a_0 = 1$);

f – температурная поправка;

η – пересчетный коэффициент на сухой газ.

Подсчетные параметры и запасы газа примем в соответствии с утвержденным в ЦКЗ АО «Узбекнефтегаз» отчетом по оперативному подсчету запасов газоконденсатного месторождения Северный Гузар в объеме 9 618 тыс. ТУТ [4].

По методу падения давления, основанному на построении зависимости между накопленной добычей газа и приведенным пластовым давлением (определяемого как соотношение пластового давления и коэффициента сжимаемости газа), получена величина запасов газа (Π), равная 6 929,6 тыс. ТУТ, что составляет 67,33 % от запасов, подсчитанных объемным методом (V).

На практике может быть три случая соотношения запасов газа, подсчитанных объемным и методом падения давления: $V > \Pi$; $V \approx \Pi$ и $V < \Pi$. Первый случай, при котором $V > \Pi$, обычно объясняется неполным охватом дренирования газонасыщенного объема залежи и часто является основанием для уплотнения плотности сетки скважин для повышения степени извлечения запасов газа. Второй случай, когда $V \approx \Pi$, свидетельствует о практически полном охвате дренированием всего газонасыщенного объема залежи и возможности достижения проектной величины извлечения газа. В третьем случае, когда $V < \Pi$, возникает необходимость в уточнении

запасов газа с применением геолого-математических моделей.

Для повышения достоверности причин отклонения запасов газа, подсчитанных объемным и методом падения давления, на наш взгляд, целесообразно рассмотреть дополнительный критерий, представляющий собой соотношение текущего и начального пластового давлений $\bar{P}$ ($\bar{P} = P_{пл.т} / P_{пл.н}$, где $P_{пл.н}$ – начальное пластовое давление, $P_{пл.т}$ – текущее пластовое давление) и соотношение накопленной добычи газа и утвержденных его начальных запасов $\bar{Q}$ ($\bar{Q} = \sum Q_r / Q_{нз}$, где $\sum Q_r$ – накопленная добыча газа, $Q_{нз}$ – начальные запасы газа).

При сопоставлении значений $\bar{P}$ и $\bar{Q}$ также может быть три случая:

- при $\bar{P} > \bar{Q}$ подтверждается вывод о неполном охвате дренированием газонасыщенного объема залежи и необходимости переоценки запасов газа, т.к. их величина может быть меньше утвержденной;

- при $\bar{P} \approx \bar{Q}$ подтверждается вывод о полном охвате дренированием газонасыщенного объема залежи и подтверждением величины утвержденных запасов;

- при $\bar{P} < \bar{Q}$ подтверждается вывод о необходимости пересчета запасов газа, т.к. их величина может быть больше утвержденной.

Подсчет запасов газа данного месторождения статистическим методом осуществлен по различным моделям. Проведенными численными экспериментами установлено, что наиболее высокие коэффициенты корреляции достигаются по четырем из них.

Проведенные расчеты зависимости логарифма накопленной добычи газа ($\lg \sum Q_r$) от срока разработки (t) показывают, что данная зависимость (рис. 1) достаточно хорошо (с коэффициентом корреляции $r = 0,9475$) описывается математической моделью вида:

$$(\lg \sum Q_r) = -0,0420 \cdot t^2 + 0,5218 \cdot t + 2,6361. \quad (2)$$

Подобной формулой, но с более высоким коэффициентом корреляции, равным 0,9714, описывается зависимость годовой добычи газа от его накопленной добычи ($\sum Q_r$), приведенная на рисунке 2.

Таблица 1. Динамика основных показателей разработки газоконденсатного месторождения Северный Гузар.

Показатели	Годы								Всего
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Добыча газа, ТУТ	349 470	851 610	881 325	549 216	432 883	173 694	133 483	55 223	3 426 904
Добыча нестабильного конденсата, ТУТ	54 466	143 772	163 887	99 159	50 968	16 078	18 959	8 795	556 084
Добыча стабильного конденсата, ТУТ	46 738	122 734	135 129	81 708	42 155	13 625	14 332	6 952	463 373
Среднее пластовое давление, МПа	31,6	28,9	26,0	24,1	18,3	18,0	17,9	17,0	
Общий фонд скважин, доли ед.	8	9	11	12	12	12	13	13	
Действующий фонд газодобывающих скважин, доли ед.	5	7	8	8	8	9	9	7	
Добытый объем пластовой воды, тыс. м ³	-	-	-	10,568	10,267	2,252	3,726	6,164	33,007

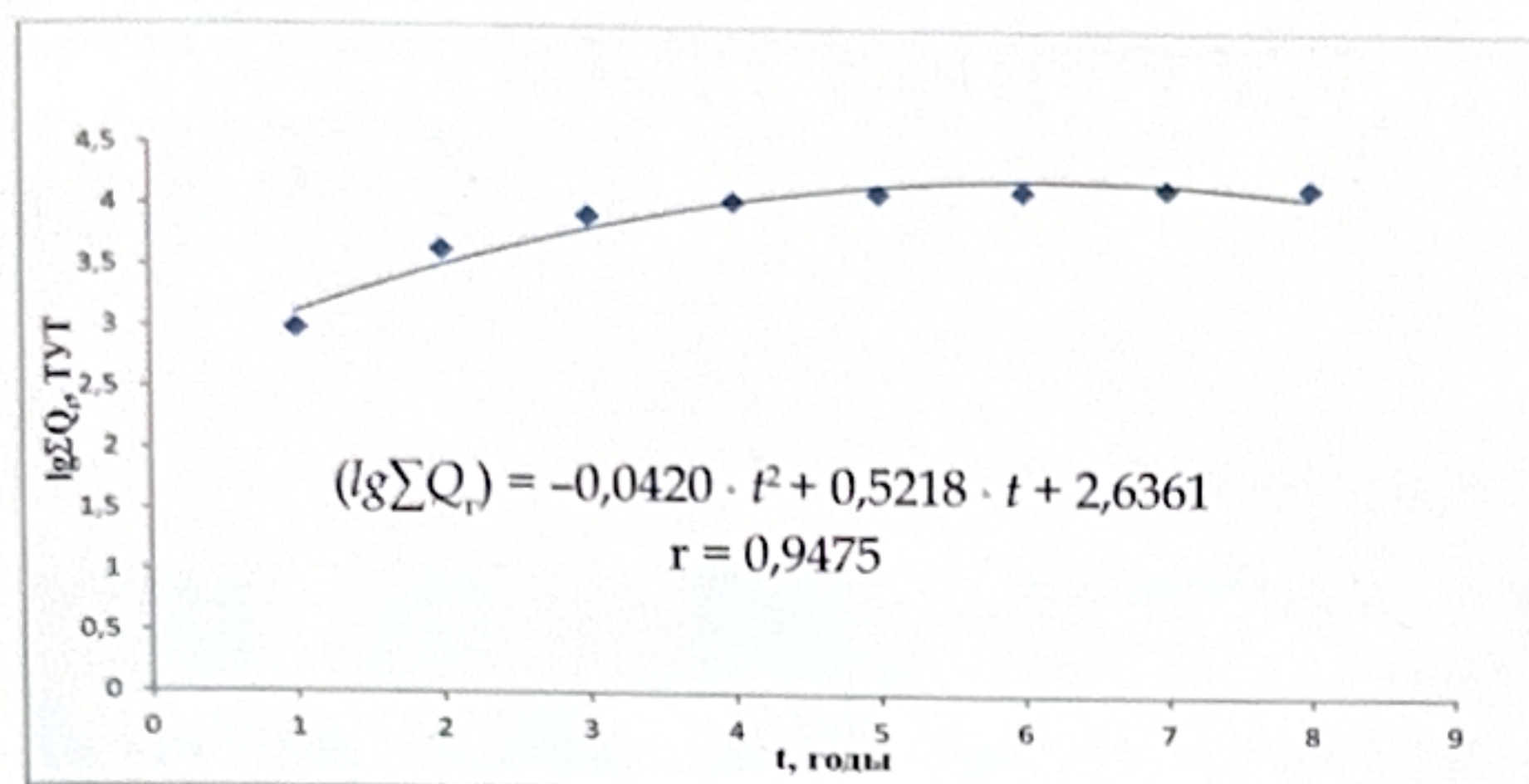


Рис. 1. Зависимость логарифма накопленной добычи газа от времени разработки.

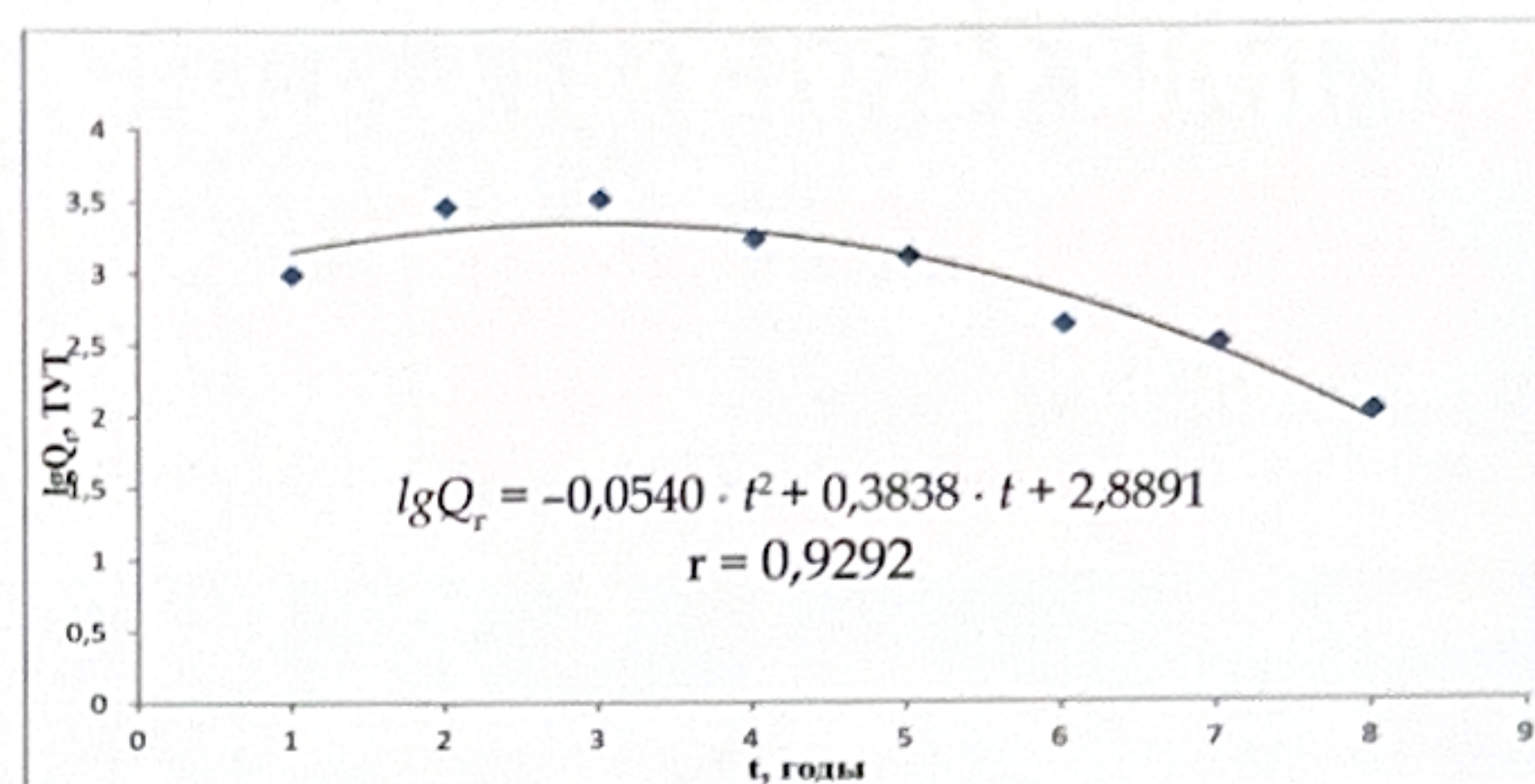


Рис. 3. Зависимость логарифма годового отбора газа от времени разработки.

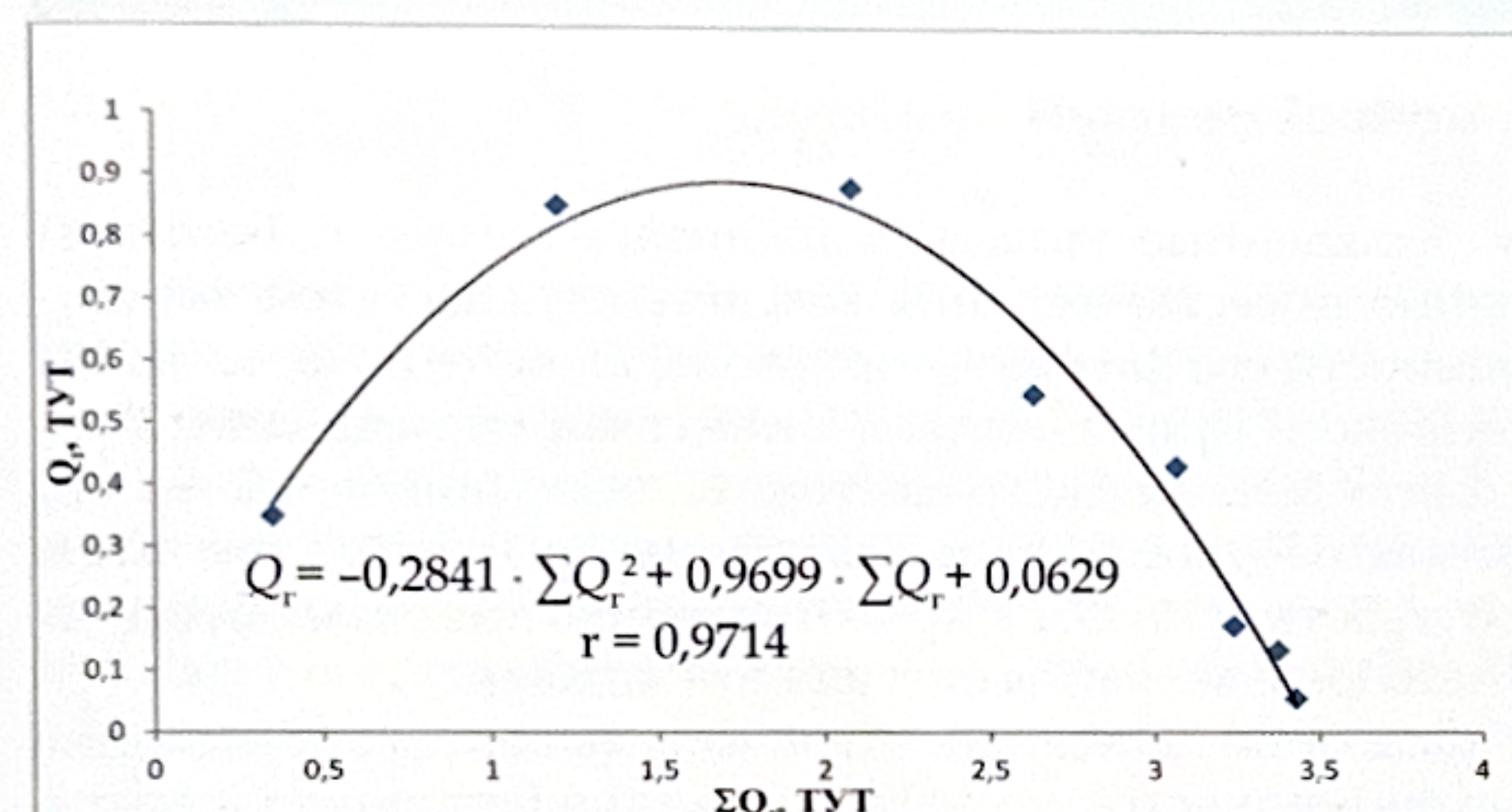


Рис. 2. Зависимость годовой добычи газа от накопленной добычи газа.

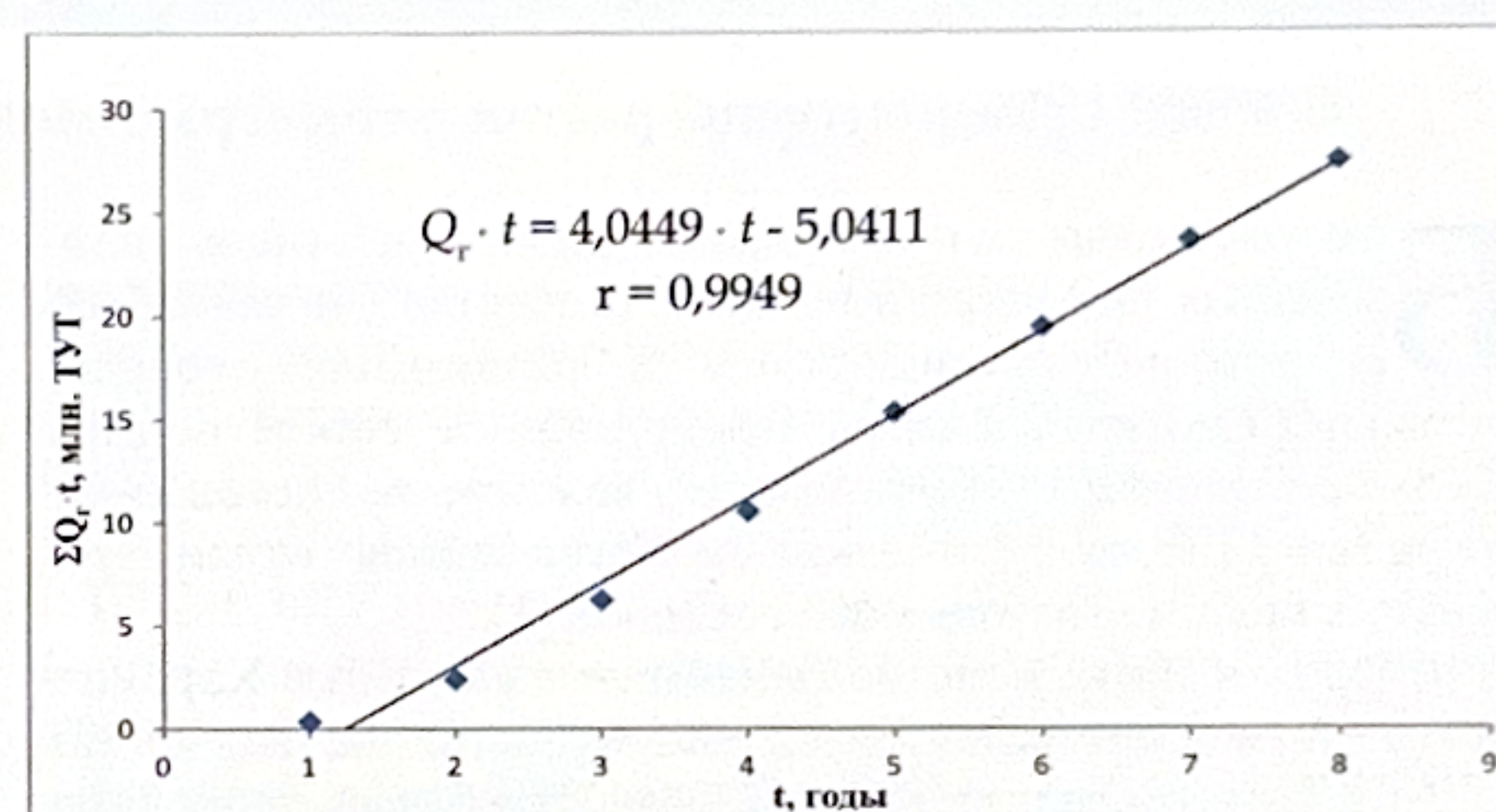


Рис. 4. Зависимость произведения накопленной добычи газа и времени разработки от времени разработки.

$$Q_r = -0,2841 \cdot \Sigma Q_r^2 + 0,9699 \cdot \Sigma Q_r + 0,0629. \quad (3)$$

Также описывается зависимость логарифма годовой добычи газа от срока разработки (с коэффициентом корреляции $r = 0,9292$), приведенная на рисунке 3.

$$\lg Q_r = -0,0540 \cdot t^2 + 0,3838 \cdot t + 2,8891. \quad (4)$$

Наиболее высоким коэффициентом корреляции из всех рассмотренных статистических подходов выделяется модель, предложенная А.В. Копытовым, в виде зависимости произведения накопленной добычи газа и времени разработки от времени разработки. Данная связь очень хорошо описывается линейной зависимостью с коэффициентом корреляции $r = 0,9949$ (рис. 4.):

$$Q_r \cdot t = 4,0449 t - 5,0411. \quad (5)$$

По всем этим вариантам осуществлен прогноз накопленной добычи газа за 10-летний период разработки месторождения, приведенный в таблице 2. Из нее видно,

что полученные величины накопленной добычи газа от 3 450,9 до 3 654,1 тыс. ТУТ очень близки, т.е. расхождение составляет всего 5,56 %.

При этом среднее значение накопленной добычи газа меньше, чем ее значение, подсчитанное объемным методом, на 6 732,65 тыс. ТУТ, т.е. составляет 34,58 % его величины. Основной причиной такого большого расхождения величины запасов газа по этим двум методам является то, что в статистических моделях не учитываются возможные изменения в реализованной системе разработки, в частности, ввод ДКС, изменения технологического режима работы скважин, бурение новых газодобывающих скважин и др. В описанных случаях статистические модели могут быть использованы для оценки эффективности проводимых на объекте изменений в реализованной системе разработки и геолого-технических мероприятий.

Таблица 2. Прогноз накопленной добычи газа месторождения Северный Гузар по статистическим моделям.

№	Статистическая модель	Коэффициент корреляции	Накопленная добыча газа за период разработки, тыс. ТУТ
1	$\lg \Sigma Q_r = -0,042 \cdot t^2 + 0,5218 \cdot t + 2,6361$	0,9475	3 654,1
2	$Q_r = -0,2841 \cdot \Sigma Q_r^2 + 0,9699 \cdot \Sigma Q_r + 0,0629$	0,9714	3 450,0
3	$\lg Q_r = -0,054 \cdot t^2 + 0,3138 \cdot t + 2,8891$	0,9292	3 492,3
4	$\Sigma Q_r \cdot t = 4,0449 \cdot t - 5,0411$	0,9949	3 640,1

ЛИТЕРАТУРА

1. Абдуллаев Г.С. Перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ и наращивание запасов углеводородного сырья на территории Республики Узбекистан // *Узбекский журнал нефти и газа*. – 2016. – Спец. вып. – С. 35-40.
2. Алиев З.С., Бондаренко В.В. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений. – Печора: «Печорское время», 1998. – 894 с.
3. Гвоздев Б.П., Гриценко А.И., Корнилов А. Е. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1988. – 575 с.