

Научная статья

УДК 622.272

<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2025-3-56-62>

EDN AVGPNC

## Особенности разработки многопластовых месторождений Восточного Туркменистана и недостатки их ускоренного ввода в опытно-промышленную эксплуатацию

**Гурбангулы Языев<sup>1</sup>, Мухамметрахим Оvezмухаммединич Оvezов<sup>2✉</sup>,  
Рахмангулы Эседулаев<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Государственный концерн «Туркменгаз», Ашхабад, Туркменистан

<sup>2</sup>Институт инженерно-технических и транспортных коммуникаций Туркменистана,  
Ашхабад, Туркменистан, [tit.we.uki@gmail.com](mailto:tit.we.uki@gmail.com)

<sup>3</sup>Академия наук Туркменистана, Ашхабад, Туркменистан

**Аннотация.** Экономическое развитие газовой отрасли Восточного Туркменистана обусловлено прохождением газопровода Средняя Азия – Центр вблизи месторождений, расположением продуктивных пластов на глубинах 1 265–4 500 м, легкостью бурения скважин, обилием газовых запасов и низким содержанием тяжелых углеводородов и агрессивных газов. Многие месторождения, такие как А, Б, В, Г и Е, введены в опытно-промышленную эксплуатацию (ОПЭ) ускоренными методами, что обеспечило досрочную добычу 141,46 млрд м<sup>3</sup> газа. Метод одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) на 111 из 218 скважин позволил извлечь дополнительные 86,7 млрд м<sup>3</sup> газа, сократив потребность в бурении на 108 скважин (35,3 % от общей добычи). Однако ускоренный ввод выявил недостатки: затруднен доступ к нижнему пласту из-за пакера, сложности с измерением давления и температуры, а также неэффективность цементного раствора для изоляции водоносных горизонтов. Приток воды в газовые залижи – естественное явление, приводящее к обводнению скважин, особенно в зонах высокого газоводяного контакта. Фактическая добыча газа (до 1 700 тыс. м<sup>3</sup>/сут против проектных 800–820 тыс. м<sup>3</sup>/сут) превышает расчетные объемы, что требует оптимизации конструкций скважин и переработки проектов. Разработаны новые методы повышения точности данных и поиска альтернативных материалов для герметизации. Наличие углекислого газа и отсутствие сероводорода в большинстве месторождений упрощают эксплуатацию, но требуют использования ингибиторов коррозии. Подчеркивается необходимость совершенствования технологий для устойчивой разработки многопластовых месторождений, минимизации обводнения и повышения эффективности ОПЭ. Анализ динамики добычи и ввода скважин показывает значительное превышение фактических объемов над плановыми, что подчеркивает важность адаптации проектов к реальным условиям.

**Ключевые слова:** многопластовые месторождения, ускоренный ввод, газовый конденсат, водогазовый контакт, разработка месторождений, природный газ, газовая промышленность

**Для цитирования:** Языев Г., Оvezов М. О., Эседулаев Р. Особенности разработки многопластовых месторождений Восточного Туркменистана и недостатки их ускоренного ввода в опытно-промышленную эксплуатацию // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2025. № 3. С. 56–62. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2025-3-56-62>. EDN AVGPNC.

Original article

## The Eastern Turkmenistan multi-layer deposits development and the disadvantages of their accelerated commissioning into pilot operation

**Gurbanguly Yazyev<sup>1</sup>, Muhammetrahim O. Ovezov<sup>2✉</sup>, Rahmanguly Esedulaev<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>The State Concern “Turkmengaz”, Ashgabat, Turkmenistan

<sup>2</sup>The Institute of engineering-technical and transport communications of Turkmenistan,  
Ashgabat, Turkmenistan, [tit.we.uki@gmail.com](mailto:tit.we.uki@gmail.com)

<sup>3</sup>Academy of Sciences of Turkmenistan, Ashgabat, Turkmenistan

**Abstract.** The economic development of the gas industry of the Eastern Turkmenistan is conditioned by the passage of the Central Asia – Centre gas pipeline near the fields, location of productive formations at depths of 1 265-4 500 m, ease of well drilling, abundance of gas reserves and low content of heavy hydrocarbons and corrosive gases. Many fields, such as A, B, C, G and E, have been brought into pilot production (PP) using accelerated methods, which ensured early production of 141.46 billion m<sup>3</sup> of gas. The simultaneous separate operation (SSO) method on 111 out of 218 wells recovered an additional 86.7 billion m<sup>3</sup> of gas, reducing drilling requirements by 108 wells (35.3% of total production). However, accelerated commissioning has revealed drawbacks: difficult access to the lower reservoir due to packers, difficulties with pressure and temperature measurement, and inefficiency of cement slurry for aquifer isolation. Water inflow into gas deposits is a natural phenomenon that leads to well waterlogging, especially in zones of high gas-water contact. Actual gas production (up to 1 700 thousand m<sup>3</sup>/day versus the designed 800-820 thousand m<sup>3</sup>/day) exceeds the estimated volumes, which requires optimisation of well designs and redesign of projects. New methods have been developed to improve data accuracy and search for alternative materials for sealing. The presence of carbon dioxide and the absence of hydrogen sulphide in most fields simplify operation, but require the use of corrosion inhibitors. The article highlights the need for improved technology to sustainably develop multi-well fields, minimise water cut and improve the efficiency of the RPE. Analysis of production and well commissioning dynamics shows a significant excess of actual volumes over planned ones, which emphasises the importance of adapting projects to real conditions.

**Keywords:** multilayer deposits, accelerated commissioning, gas condensate, water-gas contact, field development, natural gas, gas industry

**For citation:** Yazyev G., Ovezov M. O., Esedulaev R. The Eastern Turkmenistan multi-layer deposits development and the disadvantages of their accelerated commissioning into pilot operation. *Oil and gas technologies and environmental safety*. 2025;3:56-62. (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2025-3-56-62>. EDN AVGPNC.

## **Введение**

Добыча природного газа из скважин в промышленных масштабах по трубопроводам на территории Туркменистана началась с газоконденсатного месторождения А, расположенного в Восточном Туркменистане. Месторождение А было открыто в феврале 1966 г., а в ноябре того же года был введен в опытно-промышленную эксплуатацию (ОПЭ), и ускоренным методом были пробурены первые 5 разведочных скважин и добыто 52 млн м<sup>3</sup> природного газа. Число введенных в эксплуатацию скважин выросло до 40, а объем добываемого на них природного газа достиг десятки миллиардов кубометров.

Экономическое развитие газовой отрасли региона обусловлено прохождением газопровода Средняя Азия – Центр вблизи газовых месторождений, расположением продуктивных пластов на небольших глубинах, легкостью бурения скважин, обилием запасов газа, низким объемом тяжелых углеводородов и агрессивных газов в природном газе. Большинство скважин здесь введено в ОПЭ ускоренным способом.

Совместное использование метода ОПЭ и геолого-разведочных работ привело к существенному сокращению количества добывающих скважин за счет их ввода в эксплуатацию [1]. В случае, если поисковая скважина после бурения попала в водоносную часть или между внешним и внутренним контуром газоносности, то она была рекомендована к использованию как поисковая или пьезометрическая.

Первоочередными задачами, возникающими при проведении исследовательских работ в скважинах, т. е. взятия керна на испытания, являются проведение полного комплекса промыслового-геофизических исследований, проверка продуктивности пластов нижнего горизонта, введение их в эксплуатацию. Для решения этих задач были проведены полный комплекс промыслового-геофизических исследований, отбора керна и испытаний на территориях ме-

сторождений А IVc, VII, VIII, Б IVa, В IVa, VII и Д на горизонтах 306, 308, 503 (А), 30 (Б), 302, 303, 304, 117 (В) и 112, 138, 133, 34 (Д).

При этом были пробурены разведочные скважины (8 и 11 А, 6 Б, 18 В) для поиска продуктивных отложений в мезокайнозойском осадочном комплексе, расположенных на большей глубине, где после окончания исследовательских работ их предусматривалось использовать для добычи газа на открытых продуктивных горизонтах. Так, к газодобывающим скважинам отнесены 15 из 20 поисково-разведочных скважин, пробуренных на территории месторождения А, 13 из 18 – месторождения В и 4 из 10 – месторождения Б. Остальные разведочные скважины использовались в качестве поисковых и пьезометрических скважин. Однако недостаточное количество скважин, которое определяется во время мониторинга месторождений с большими и огромными запасами газа, а также нерешенные вопросы определения количества мониторинговых скважин и необходимых работ ОПЭ, приводит к неправильному пониманию геологической модели залежей и проектированию системы добычи газа в разных его участках, бурению разведочных скважин на месторождении.

## **Недостатки ускоренного ввода в опытно-промышленную эксплуатацию**

При составлении проекта ОПЭ объем добычи газа из предполагаемых эксплуатационных скважин на месторождениях определяются в первую очередь на основе данных пробуренных поисковых и разведочных скважин. В продуктивных пластах этих скважин, как правило, вскрываются небольшие интервалы и определяются их продуктивность. Например, в результате испытаний, проведенных на поисково-разведочных скважинах, установлено добыча газа 300–500 тыс. м<sup>3</sup>/сут из скважин на III, IVb, V и IX горизонтах месторож-

дения В. При составлении проекта ОПЭ с учетом опыта, полученного на месторождениях А и Б, было решено добывать газ из скважин III и V горизонтах до 800–820 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а на IV<sub>б</sub> и IX горизонтах – до 420–450 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Однако фактически добыча газа из скважин на III и V горизонтах достигала 1 200–1 250 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а из нескольких скважин – до 1 700 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а на IV<sub>б</sub> и IX горизонтах – до 700–800 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Таким образом, согласно проекту ОПЭ, объемы газа, подлежащие добыче из скважин в сутки, очень низкие, что может привести к бурению лишних скважин при запасах газового месторождения, меньше расчетных объемов. Поэтому очень важно определить количество газа в процессе проведение работ.

Технические и эксплуатационные колонны, применяемые в газовых районах Восточного Туркменистана, отличаются легкостью и однородностью (конструкции), их диаметры составляют 219 или 245 мм (обсадные) и 146 или 168 мм (технические, эксплуатационные) колонны. Глубина спуска их достигает 900–1 200 и 1 500–4 500 м соответственно. Анализируя условия разработки месторождений, было установлено, что при составлении проекта ОПЭ не всегда выбиралась рациональная конструкция скважин для внедрения их в производстве. Учитывая потенциал скважин по добыче газа, при бурении скважин считается важным изыскания рациональной конструкции скважин.

### Эксплуатация скважин методом одновременно-раздельной разработки

На многопластовых месторождениях широко используется применение двух пластов в одной скважине при одновременно-раздельном способе разработки (ОРЭ). Метод ОРЭ был реализован на 111 из 218 скважин на многопластовых месторождениях А, Б, В, Г и Е. С помощью этого метода без бурения дополнительных 108 скважин к основному используемому горизонту дополнительно добывалось 86,7 млрд м<sup>3</sup> добываемого газа, что составило 35,3 % от общей добычи газа на многопластовых месторождениях. ОРЭ позволило разрабатывать только высокопродуктивные пласти, но и разрабатывать низкопродуктивные пласти без бурения скважин [1–3].

Хотя использование ОРЭ в многопластовых скважинах имеет свои преимущества, при проведении газодобывающих операций из скважин были обнаружены и некоторые недостатки. Например, при добыче газа из двух пластов методом ОРЭ полностью исключается возможность спуска глубинных приборов для определения давления и температуры верхнего продуктивного пласта. Кроме того, проведение подобных исследований затруднено и на нижнем пласте из-за расположенного между пластами пакера. С учетом этого была учтена важность точности данных, полученных в процессе эксплуатации, и для решения этой проблемы были разработаны новые методы.

При эксплуатации скважин методом ОРЭ давление на забое обычно определяется по формуле (1), используемой длядвигающего потока газа.

$$p_3 = \sqrt{p_{\Gamma}^2 e^{2S} + \theta Q^2} \quad (1)$$

где  $p_3$  – забойное давление, атм;  $p_{\Gamma}$  – давление на головке, атм;

$$\theta = 1,377 \lambda \frac{z_{\text{cp}}^2 T_{\text{cp}}^2}{d_{\text{bh}}^5} (e^{2S} - 1);$$

$$2S = \frac{0,0683 \gamma L}{z_{\text{cp}} T_{\text{cp}}},$$

где  $\lambda$  – коэффициент сопротивления;  $Q$  – дебит газа, тыс. Нм<sup>3</sup>/сут;  $d_{\text{bh}}$  – внутренний диаметр фонтанных труб, см;  $T_{\text{cp}}$  – средняя абсолютная температура газа;  $z_{\text{cp}}$  – средний коэффициент сверхжимаемости газа.

Используемое выражение включает коэффициент гидравлического сопротивления. Однако абсолютное давление, рассчитанное с использованием коэффициента гидравлического сопротивления, предложенного действующими нормативами, не всегда соответствует фактическому результирующему давлению. По этой причине возникает необходимость расчета данного коэффициента в каждой скважине – и в действующей, и в той, которая будет использоваться, с учетом их собственных особенностей. В связи с очень малым количеством агрессивных газов в скважинах региона введены работы по добыче газа из нижнего пласта, которые осуществляются по компрессорным трубам, и верхнего пласта – по затрубному пространству, совместно. Для правильного нахождения рабочих параметров работающих скважин в таком режиме потребовалось определение гидравлических сопротивлений.

Помимо углеводородных газов в составе природного газа ряда газовых месторождений региона существует небольшое количество углекислого газа, при этом сероводородный газ не был обнаружен.

Также помимо углеводородных газов на ряде месторождений обнаружены горизонты, содержащие углекислые и сероводородные газы, непригодные для промышленного использования. Для таких месторождений в процессе эксплуатации скважин используются ингибиторы коррозии. Для этого он закачивается в затрубное пространство по насосно-компрессорным трубам из скважин природным газом. Используемый метод имеет определенные недостатки, которые также были изучены в процессе ОПЭ, и найдены подходящие решения [4, 5].

Ввод в эксплуатацию скважин ускоренным способом принес большую экономическую выгоду народному хозяйству [2, 3, 6]. Например, месторождение А за 5 лет, В – 4,5 года, Г – 2,5 года, Г – 3 года, Е – 4 года, Д – 1,5 года и Г – 5 лет введены в эксплуатацию досрочно за счет ускоренного метода в Восточном Туркменистане, а также за счет этого было добыто 141,46 млрд м<sup>3</sup> природного газа (рис. 1, 2).

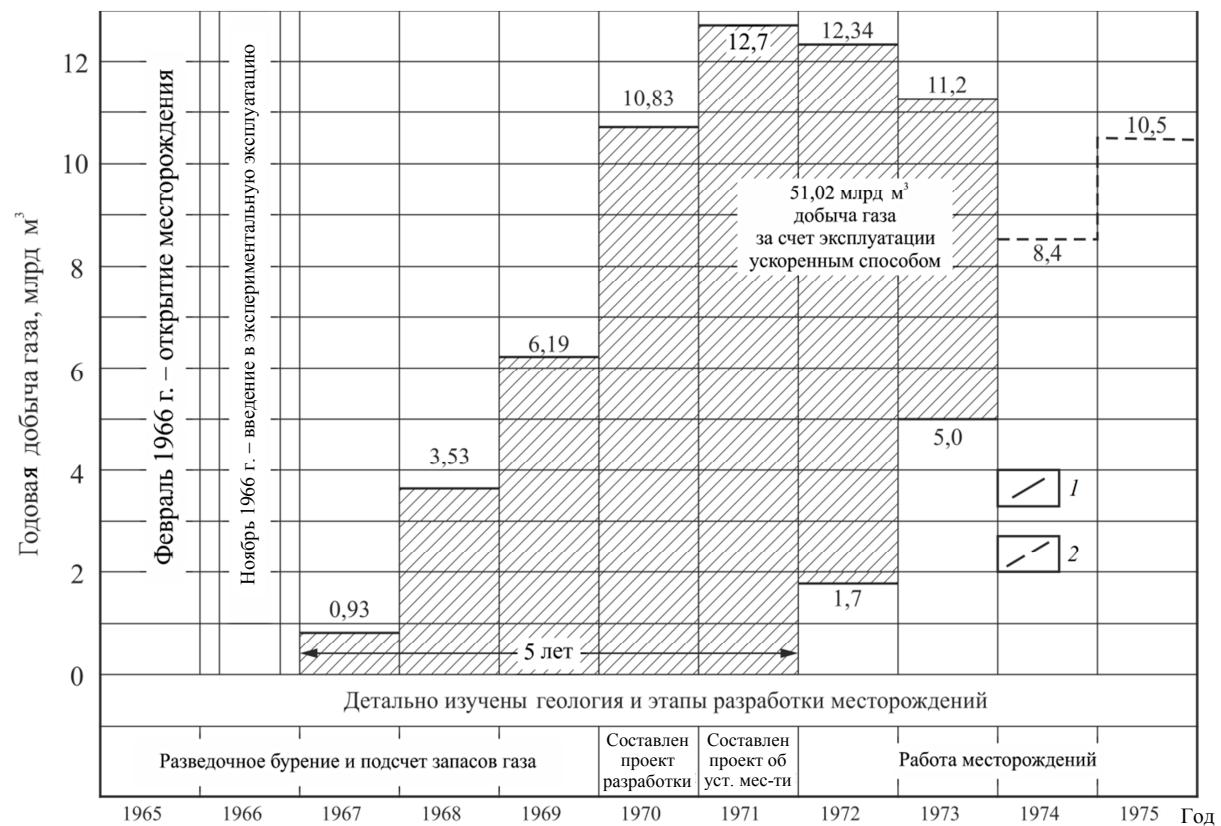


Рис. 1. Динамика добычи газа месторождения А: 1 – фактически добытый газ; 2 – газ, добытый по проекту

Fig. 1. Dynamics of gas production in field A: 1 – gas actually produced; 2 – gas produced under the project

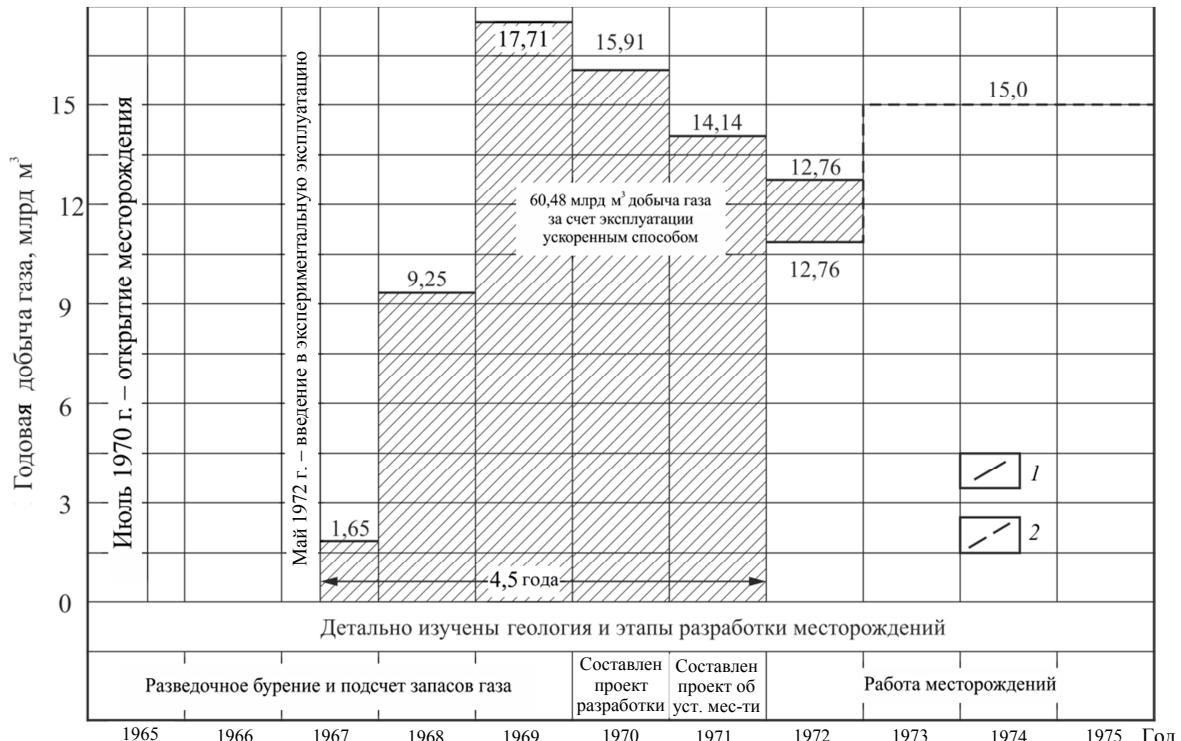


Рис. 2. Динамика пуска в эксплуатацию месторождения Б: 1 – фактически добытый газ; 2 – газ, добытый по проекту

Fig. 2. Dynamics of field commissioning B: 1 – actually produced gas; 2 – gas produced under the project

Эксплуатация скважин со времен разведки ускоренным методом и методом ОРЭ в многопластовых месторождениях не потеряла своего значения и в настоящее время. Примером тому является ускоренный ввод в эксплуатацию месторождения Е и одновременная добыча газа из двух горизонтов в одной скважине месторождения Ж [7, 8]. Здесь следует отметить, что крупномасштабную добычу природного газа пришлось приостановить на длительное время в основном из-за того, что на месторождении с низким содержанием углекислого и сероводородного газа требовалось строительства дорогостоящего завода по очистке газа от сероводорода.

### **Ввод в эксплуатацию скважин ускоренным способом**

На территории Восточного Туркменистана на небольшой глубине (1 265–4 500 м) обнаружены 22 газовых пласта, принадлежащих юрскому и нижнемеловому периодам.

Ввод в эксплуатацию скважин с низким содержанием сероводородного газа и сохранение в эксплуатации горизонтов с достаточным количеством сероводородного газа, а также использование скважин данных месторождений в неравномерных условиях, связанных с опасностью попадания высокого давления сероводородного газа в слои низкого давления. Кроме этого, необходим поиск дешевых способов обессеривания газа без строительства дорогостоящей установки сероочистки в целях гарантии того, что все газовые пласты могли работать в одном направлении. Во многих случаях при разработке месторождений ускоренным способом строительство производств, на которых будут осуществляться перерабатывающие работы, всегда задерживается. Ряд подготовленных к бурению скважин не введены в эксплуатацию из-за неготовности объектов. По этой причине суточная добыча газовых скважин поддерживается значительно выше, чем указано в проекте. В свою очередь, высокие темпы добычи газа из добывающих скважин (в основном из скважин, расположенных в водоплавающей части) приводили к обводнению газовых скважин, пробуренных вблизи газоводяного контакта (ГВК) пласта. На месторождениях помимо общего подъема ГВК встречаются два типа обвинения газовых скважин. Один из них – преждевременное внедрение воды в месторождение из отдельных пластов с высокой проницаемостью, а другой – из-за низкого качества цементного камня на наружной поверхности эксплуатационных колонн. По этим причинам скважины обводняются водой из работающих и других пластов. В связи с этим, приток воды из

водоносных горизонтов в газовые залежи региона считается естественным явлением. Однако традиционно используемый цементный раствор не дает желаемых результатов для изоляции пластовой воды в скважину. По этой причине важным является поиск наилучшего способа герметизации скважин и решение этой проблемы.

В продукциях эксплуатационных скважин газовых месторождений региона появляются пластовые воды с начала стабильного периода разработки месторождений. Со временем, из года в год, количество воды, поступающей в месторождения, увеличивается в пропластках высокой проницаемости. Из-за быстрорастущего поступления грунтовых вод закрыть скважины в короткие сроки невозможно. По этой причине необходимо совершенствовать систему разработки месторождений и внедрять в производство методы полноценного извлечения недр.

### **Заключение**

Большинство открытых и введенных в эксплуатацию месторождений являются многопластовыми, в основном углеводородными газами, и с залежами углекислого и сероводородного газов с небольшим количеством азота.

Большинство открытых и введенных в ОПЭ скважин используют метод двухпластовой добычи газа из одной скважины. При использовании метода ОПЭ в сочетании с буровыми работами количество добывающих скважин можно существенно сократить за счет разведочных. Однако эта ситуация порождает ряд новых проблем, которые необходимо решить.

Разнообразие химического состава природного газа месторождений создало необходимость поиска подходящих способов и решений добычи газа из скважин.

Приток плитовых воды из водоносных горизонтов в газовые залежи является естественным явлением в скважинах региона. Цементный раствор, используемый для изоляции пластовой воды в скважинах, не дает желаемого результата, и возникает проблема поиска новых решений по изоляции воды и внедрение их в добычу.

В газовых месторождениях региона водонапорный режим горизонтов начинается с самого начала разработки. Количество пластовых воды в продукциях скважин увеличивается с каждым годом. В связи с этим для уменьшения отрицательных последствий водонапорного режима необходимо совершенствование системы разработки месторождений.

## Список источников

1. Ажоткин Г. И., Анналиев А., Макушев Ф. И. Смагров В. В. Разработка многопластового Ачакского месторождения // ВНИИЭгазпром. Сер.: Геология, бурение и разработка газ. и газоконденсат. месторождений: реф. сб. М., 1971. С. 59.
  2. Ажоткин Г. И., Макушев Ф. И. Миклин Р. М. Эффективность ускоренного ввода в разработку месторождений Восточного Туркменистана // ВНИИЭгазпром. Сер.: Геология и разведка газ. и газоконденсат. месторождений: реф. сб. М., 1969. Вып. 5. С. 4–7.
  3. Миклин Р. М. Особенности проектирования разработки многопластовых газовых месторождений (на примере Средней Азии): автореф. дис. ... канд. тех. наук. М., 1971. 16 с.
  4. Языев К., Кошаев Т., Балаев А. Анализ текущего состояния разработки Шатлыкского месторождения // Экспесс-информ. ВНИИЭгазпром. Сер.: Геология, бурение и разработка газ. месторождений. М., 1976. Вып. 21. С. 11–15.
  5. Языев К., Ганиев Б. Р., Кошаев Т. Особенности разработки месторождения Майское // ВНИИЭгазпром. Сер.: Разработка и эксплуатация газ. и мор. нефт. месторождений: реф. сб. М., 1981. Вып. 1. С. 9–17.
  6. Языев К., Миклин Р. М., Оразмамедов Х., Кириняченко В. И., Радкапова М. А. Опыт разработки Северо-Ачакского месторождения // ВНИИЭгазпром. Сер.: Разработка и эксплуатация газ. и газоконденсат. месторождений: реф. сб. М., 1974. С. 60.
  7. Ýazyew G. Türkmenistanda gaz senagatynyň döreysi // Türkmenistanyň nebiti, gazy we mineral serişdeleri žurnaly, Aşgabat. 2009. № 4 (7). P. 148–155.
  8. Ýazyew G. Türkmenistanyň gaz senagatynyň ösüş ýoly // Türkmenistanyň nebiti, gazy we mineral serişdeleri žurnaly. Aşgabat. 2011. № 1 (12). P. 48–51.

## References

1. Azhotkin G. I., Annaliev A., Makushev F. I. Smaragdov B. B. Razrabotka mnogoplastovogo Achakskogo mestorozhdenija [Development of the multi-layer Achak deposit]. *VNIJegazprom. Sepija: Geologija, burenje i razrabotka gazovyh i gazokondensatnyh mestorozhdenij: referativnyj sbornik*. Moscow, 1971. P. 59.
  2. Azhotkin G. I., Makushev F. I. Miklin R. M. Jeffektivnost' uskorennogo vvoda v razrabotku mestorozhdenij Vostochnogo Turkmenistana [Efficiency of accelerated commissioning of fields in Eastern Turkmenistan]. *VNIJegazprom. Serija: Geologija i razvedka gazovyh i gazokondensatnyh mestorozhdenij: referativnyj sbornik*. Moscow, 1969. Vol. 5. Pp. 4-7.
  3. Miklin R. M. Osobennosti proektirovaniya razrabotki mnogoplastovyh gazovyh mestorozhdenij (na primere Srednej Azii): avtoref. dis. ... kand. tex. nauk [Design features of the development of multilayer gas fields (using the example of Central Asia): abstract of the dissertation ... Candidate of Technical Sciences]. Moscow, 1971. 16 p.
  4. Jazyev K., Koshaev T., Balaev A. Analiz tekushhego sostojaniija razrabotki Shatlykskogo mestorozhdenija [Analysis of the current state of development of the Shatlykskoye field]. *Jekspess-informacija VNIIJegazprom. Sepija: Geologija, burenje i razrabotka gazovyh mestorozhdenij*. Moscow, 1976. Vol. 21. Pp. 11-15.
  5. Jazyev K., Ganiev B. R., Koshaev T. Osobennosti razrabotki mestorozhdenija Majskoe [Features of the development of the Mayskoye field]. *VNIJegazprom. Serija: Razrabotka i jeksplosureacija gazovyh i morskikh neftjanyh mestorozhdenij: referativnyj sbornik*. Moscow, 1981. Vol. 1. Pp. 9-17.
  6. Jazyev K., Miklin R. M., Orazmamedov H., Kirin-jachenko B. I., Radkova M. A. Opty razrabotki Cevero-Achakskogo mestorozhdenija [The experience of developing the Severo-Achakskoye field]. *VNIJegazprom. Serija: Razrabotka i jeksplosureacija gazovyh i gazokondensatnyh mestorozhdenij: referativnyj sbornik*. Moscow, 1974. P. 60.
  7. Ýazyew G. Türkmenistanda gaz senagatynyň döreysi. *Türkmenistanyň nebiti, gazy we mineral serişdeleri žurnaly, Asgabat*, 2009, no. 4 (7), pp. 148-155.
  8. Ýazyew G. Türkmenistanyň gaz senagatynyň ösüşyly. *Türkmenistanyň nebiti, gazy we mineral serişdeleri žurnaly, Asgabat*, 2011, no. 1 (12), pp. 48-51.

Статья поступила в редакцию 05.11.2024; одобрена после рецензирования 03.09.2025; принятая к публикации 19.09.2025  
The article was submitted 05.11.2024; approved after reviewing 03.09.2025; accepted for publication 19.09.2025

## Информация об авторах / Information about the authors

**Гурбангулы Языев** – Государственный концерн «Туркменгаз»

***Yazyev Gurbanguly*** – The State Concern “Turkmengaz”

**Мухамметрахим Оvezмухаммедович Оvezov** – кандидат технических наук; ректор; Институт инженерно-технических и транспортных коммуникаций Туркменистана; tit.we.uki@gmail.com

**Muhammetrahim O. Ovezov** – Candidate of Technical Sciences; Rector; Institute of engineering-technical and transport communications of Turkmenistan; tit.we.uki@gmail.com

**Рахмангулы Эседулаев** – доктор технических наук, член-корреспондент Академии наук Туркменистана; начальник управления физико-математических, химических, геологических и технических наук; Академия наук Туркменистана; hyd.row@yandex.ru

**Rahmanguly Esedulaev** – Doctor of Technical Sciences, Corresponding Member of the Sciences of Turkmenistan; Head of the Department of Physical, Mathematical, Chemical, Geological and Technical Sciences; Academy of Sciences of Turkmenistan; hyd.row@yandex.ru

