

5.2.3. Региональная и отраслевая экономика

УДК 338.35.053

DOI 10.37493/2307-907X.2023.2.8

Дотдужева Зухра Сосланбиевна, Чепурко Галина Викторовна,
Кравцов Александр Михайлович

ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН НЕРЕНТАБЕЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СТАВРОПОЛЬСКОГО КРАЯ

Газовая промышленность играет значительную роль в экономике Ставропольского края, обеспечивая не только необходимым природным ресурсом другие отрасли, но и трудоустройством значительную часть населения. Однако в современных условиях она имеет ряд проблем, мешающих ее динамичному развитию. Одной из них является завершающий этап разработки месторождений, характеризующийся снижением объемов добычи углеводородов, высокой изношенностью скважин и внутрипромысловой транспортной системы. Одним из направлений решения данных проблем является своевременное проведение капитального ремонта скважин (КРС), что позволит поддерживать уровень добычи углеводородов на заданном уровне и сохранить рабочие места. Реализация данных мероприятий требует значительных инвестиций, поэтому при планировании объемов и сроков их проведения необходимо предварительно дать технико-экономическую оценку с целью определения их эффективности. В данном исследовании проанализированы КРС, проведенные на месторождениях Ставропольского края за последние десять лет, выявлены основные причины остановки скважин, определены последствия для разработки месторождения от несвоевременного выбытия скважин. Авторами проведен анализ существующей методики оценки экономической эффективности КРС и предложены дополнения, позволяющие учесть не только стадию разработки месторождения, но и социальные последствия из-за отказа от проведения КРС, вызванные снижением добычи.

Ключевые слова: капитальный ремонт скважин, эксплуатационные затраты, экономическая эффективность.

Zukhra Dotdueva, Galina Chepurko, Alexander Kravtsov
**PECULIARITIES OF ASSESSING THE ECONOMIC EFFICIENCY OF MAJOR
WELL REPAIRS OF UNPROFITABLE GAS AND GAS CONDENSATE FIELDS
OF THE STAVROPOL KRAI**

Gas industry plays a significant role in the economy of the Stavropol Krai, providing other industries with necessary natural resources and employment for a significant part of the population. However, in modern conditions, it has a number of problems that hinder its dynamic development. One of them is the final stage of field development, characterized by a decrease in hydrocarbon production, a worn-out state of wells and the in-field transport system. One of the ways to solve these problems is the timely overhaul of wells, which will allow maintaining the level of hydrocarbon production at a given level and save jobs. The implementation of these measures requires significant investments, therefore, when planning the volume and timing of their implementation, it is necessary to give a preliminary technical and economic assessment in order to determine their effectiveness. This study analyzes the major repairs of wells carried out at the fields of the Stavropol Krai over the past ten years, identifies the main causes of well stoppage, determines the consequences for the development of the field from the untimely disposal of wells. The authors analyzed the existing methodology for assessing the economic efficiency of well capital repairs, and proposed additions that allow taking into account not only the stage of field development, but also social consequences due to the refusal to carry out capital repairs of the well.

Key words: capital repairs of a well, operating costs, economic efficiency.

Введение / Introduction. Открытие первого газового месторождения – Сенгелеевского – датируется 6 февраля 1946 года и является отправной точкой проведения крупномасштабных геолого-разведочных работ на территории Ставропольского края. Период интенсивного развития газовой промышленности на Ставрополье можно связать с началом строительства газопровода «Ставрополь – Москва» в 1954 году. В настоящее время на территории края расположены более 20 месторождений, на которых осуществляется добыча газа и газоконденсата.

Залежи газовых месторождений (ГМ) в основном приурочены к майкопским, хадумским, эоценовым и нижнемеловым образованиям, залежи газоконденсатных месторождений (ГКМ) – к нижнемеловым образованиям. Продуктивные коллекторы месторождений относятся к типу терригенных и характеризуются высоким содержанием глинистого материала. Газ, добываемый на месторождениях Ставрополья, высокого качества, различается по составу и содержанию попутных компонентов, практически не содержит сероводорода.

Большинство месторождений Ставропольского края находятся на завершающей стадии разработки, что определенным образом характеризует производственно-хозяйственную деятельность организаций, имеющих лицензию на разработку данных месторождений. Данный этап разработки характеризуется снижением добычи углеводородов, вызванным как уменьшением давления в продуктивном пласте в результате отбора основных запасов газа, так и осложнениями: обводнением призабойной зоны добывающих скважин, образованием глинопесчаных пробок на забоях скважин и др. Все это ведет к тому, что число капитальных ремонтов скважин возрастает. Наблюдается рост бездействующего фонда скважин, в который попадают остановленные скважины в ожидании капитального ремонта. Сокращение действующего фонда скважин приводит к нарушениям нормальной работы ГМ, а именно: снижению площади дренирования залежи, уменьшение объемов добычи газа и нарушение договорных обязательств перед потребителем. Помимо этого, возрастают удельные затраты на поддержание бесперебойной добычи газа и, как следствие, снижается рентабельность добычи. Но КРС требует от недропользователя вложения денежных средств, иногда в значительных объемах. Поэтому перед началом работ необходимо определить технологическую и экономическую эффективность проведения ремонта, в случае получения отрицательного результата предусмотреть мероприятия по сокращению ущерба от остановки скважины и ее ликвидации.

Материалы и методы / Materials and methods. Анализ информации по проведенным капитальным ремонтам скважин месторождений Ставропольского края, представленных в таблице 1, показал, что основными видами являются КР 1.081, КР 2.021, КР 2.022 и КР 2.023

Таблица 1

**Информация по КРС на месторождениях Ставропольского края за 2012–2021 годы,
в % от эксплуатационного фонда скважин**

Код ремонта	Виды ремонта	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
КР 1.081	Ревизия и ремонт лифтовой колонны НКТ (замена физически изношенных НКТ на трубы того же сортамента)	2	1	7	4	1	1	3	2	1	1
КР 1.03	Восстановление технических характеристик эксплуатационной колонны	1									
КР 1.094	Замена противопесочного фильтра			2							
КР 2.021	Ликвидация ГПП на забое скважины промывкой			4		10	6	3		1	1

Код ремонта	Виды ремонта	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
КР 2.022	Ликвидация ГПП на забое скважины с применением технических средств			5	4						
КР 2.023	Ликвидация глинисто-песчаной пробки в лифтовой колонне НКТ промывкой		3			9	4				
КР 3.013	Изоляция (отключение, водоизоляция) пластов или их отдельных интервалов закачкой изолирующих составов с последующим докреплением								1		
КР 3.014	Изоляция (отключение, водоизоляция) пластов или их отдельных интервалов закачкой изолирующих составов с последующим докреплением с применением пакеров						1	1			
КР 4.011	Глубокопроникающий гидроразрыв пласта			1							
КР 4.034	Кислотная обработка под давлением с применением пакера			2	4						1
КР 6.011	Извлечение прихваченных НКТ	1					1				
КР 6.031	Исправление смятия эксплуатационной колонны	1					1				

Источник: Составлено авторами

Своевременное проведение КРС является необходимым условием стабильной добычи газа, выполнением проектных показателей разработки месторождения, в том числе достижения конечного коэффициента газоотдачи ГМ и ГKM.

Для повышения качества планирования, организации и контроля за проведением работ по КРС на месторождениях ПАО «Газпром» был разработан СТО [3], позволяющий производить оценку экономической эффективности данных работ.

Оценка эффективности проводится в два этапа. Первоначально предполагаемая эффективность оценивается при планировании КРС. Проводится технико-экономическое обоснование ремонта с целью определения результатов работ по капитальному ремонту. В случае получения положительной оценки данный вид работ включается в программу развития организации. При отрицательном результате КРС не проводится, скважину консервируют до наступления более благоприятных условий хозяйствования. Второй раз оценка проводится через 60 месяцев после завершения работ на скважине либо в момент ее остановки в результате возникновения неисправностей, не позволяющих ее дальнейшую эксплуатацию, с целью определения фактической эффективности.

Экономическая эффективность капитального ремонта определяется путем сопоставления денежных поступлений и расходов, связанных с проведением КРС и добычей товарной продукции, с учетом фактора времени. Полученный результат уменьшается на величину чистого дисконтированного денежного потока, который может получить организация без проведения капитального ремонта на этой скважине.

Основными источниками денежных поступлений являются выручка от реализации товарной продукции, полученная путем умножения расчетной цены «netback» на ожидаемый (фактический) объем добычи из скважины после капитального ремонта, и амортизационные отчисления, если при проведении капитального ремонта стоимость внеоборотных активов организации увеличилась.

К расходам, учитываемым при определении эффективности КРС, относят эксплуатационные издержки, связанные с добычей углеводородов данной скважиной, и затраты на проведение и диагностическое обеспечение КРС. Величина затрат на проведение и диагностическое обеспечение КРС рассчитывается в соответствии с рекомендациями ПАО «Газпром» [2]. Для нахождения суммы эксплуатационных издержек определяют себестоимость производства единицы продукции на основании фактических данных организации за период, предшествующий расчету, которую принимают за постоянную величину для всего рассматриваемого периода.

Проведение КРС считается экономически эффективным, если полученный чистый разностный («с КРС» – «без КРС») дисконтированный доход положителен.

Анализ проведенных КРС в Ставропольском крае за последние 10 лет по данной методике позволил сделать вывод об экономической неэффективности любого КРС на месторождении, находящемся в завершающей стадии разработки. Доход, полученный от прироста объема добычи углеводородов после проведения КРС, не покрывает всех затрат на его проведение из-за высокого уровня эксплуатационных затрат, и низкого прироста уровня добычи углеводородов после ремонта, характерного для данной стадии разработки месторождения.

Отказ от проведения КРС по причине его экономической неэффективности приводит к нарушениям в процессе разработки месторождения, а именно:

- к сокращению действующего фонда скважин по причине остановки скважин, требующих капитального ремонта, и невозможности их дальнейшего использования;
- неравномерному дренированию залежи, что может повлечь за собой защемление углеводородов в коллекторе и уменьшение извлекаемых запасов;
- уменьшению среднегодового объема добычи углеводородов по сравнению с проектной величиной, что может нарушить договорные обязательства по поставке углеводородов местному потребителю;
- перераспределению общих затрат по содержанию и обслуживанию месторождения на оставшийся фонд скважин, что повлечет снижение рентабельности их работы и последующий отказ от КРС при их остановке; и др.

Поэтому при планировании программы КРС на будущий период необходим следующий порядок выбора скважин для включения в программу КРС:

- первоначально необходимо провести оценку экономической эффективности КРС по методике [3];
- в случае получения положительного результата скважину включают в программу;
- в случае получения отрицательного результата необходимо провести дополнительную оценку эффективности с учетом возможного ущерба при отказе от КРС. При положительном экономическом эффекте скважину включают в программу КРС, при отрицательном – рекомендуется консервация скважины до улучшения экономических условий хозяйствования.

Помимо учета возможного ущерба при отказе от КРС, рекомендуется внести изменения в методику расчета эксплуатационных затрат, учитывающие их поведение при изменении объема добычи углеводородов.

Согласно СТО Газпром 2-3.3-1084-2016, при расчете эксплуатационных издержек учитываются все расходы, связанные с добычей углеводородов и обслуживанием данной скважины, которые определяются умножением себестоимости добычи углеводородов на дополнительный

объем добычи, полученный в результате проведения КРС. Себестоимость добычи углеводородов определяется на основании данных о «себестоимости продукции за период, предшествующий расчетному, без учета амортизации, арендной платы (по объектам, арендованным у ПАО «Газпром»), налога на имущество, общепроизводственных и общехозяйственных расходов, затрат на проведение КРС и НДС» [3]. Налог на добычу полезных ископаемых определяется произведением ставки налога (рассчитывается в соответствии с Налоговым кодексом РФ) и объемом добычи углеводородов. Затраты на КРС определяются либо по фактическим данным по объекту-аналогу, либо в соответствии с рекомендациями ПАО «Газпром» [2].

На наш взгляд, такой расчет не совсем корректен. Затраты, включаемые в расчет, можно разделить в зависимости от объема добычи газа на условно переменные и условно постоянные.

К условно переменным затратам относятся те, которые при изменении объема добычи изменяются в том же направлении. К ним можно отнести материальные затраты (материалы на производственные нужды, газ на собственные нужды, энергия на технологические нужды), НДС.

К условно постоянным затратам (при изменении объема добычи остаются неизменными) можно отнести аренду основных средств производственного назначения, затраты по договорам страхования, затраты на оплату труда персонала основного производства (и, как следствие, взносы в государственные внебюджетные фонды), прочие услуги производственного назначения.

Поэтому при расчете годовых эксплуатационных затрат условно переменная их часть должна меняться в зависимости от объема добычи, а условно постоянная часть оставаться неизменной.

Большинство сотрудников ПАО «Газпром» и его дочерних предприятий находятся на повременной оплате труда, поэтому изменение объема добычи углеводородов не отразится на общей величине затрат на оплату труда в краткосрочном периоде. При расчете эффективности КРС этот элемент затрат необходимо учитывать отдельной величиной, равной затратам на оплату труда, приходящимся на одну скважину, как предлагается в методике оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений [4]. Кроме того, при выбытии скважины из производственного процесса данные затраты будут отнесены на другие скважины (так как численность персонала не изменится), что повлечет за собой удорожание добычи углеводородов. Поэтому данные расходы можно отнести на сумму ущерба от отказа проведения КРС.

Возможный ущерб от отказа проведения КРС также может включать неполученный доход от реализации углеводородов в результате остановки скважины. Так как большинство месторождений Ставропольского края работает на местного потребителя, то снижение объема добычи углеводородов конкретного месторождения (в результате отказа от КРС) может привести к необходимости поставок потребителям газа с других месторождений и невозможности его реализации в другом регионе. Размер такого ущерба оценить сложно, при расчете необходимо учитывать влияние на результат достаточно большого количества факторов, что усложнит оценку экономической эффективности КРС. Предлагается оценивать данный показатель по упрощенной схеме, принимая равным величине чистой прибыли от реализации объема газа, добытого данной скважиной без учета стоимости проведенного ремонта.

Результаты и обсуждение / Results and discussions. На условном примере рассмотрим оценку экономической эффективности КРС – промывка глинисто-песчаной пробки в стволе скважины месторождения N Ставропольского края.

Затраты на проведение и диагностическое обеспечение данного капитального ремонта в соответствии с рекомендациями ПАО «Газпром» [2] определены в размере 2,48 млн руб. Исходные данные приведены в таблице 2, расчет по СТО Газпром 2-3.3-1084-2016 представлен в таблице 3, оценка эффективности согласно предлагаемым изменениям – в таблице 4.

Таблица 2

Показатели производственно-хозяйственной деятельности Н-месторождения Ставропольского края

Наименование показателя	Значение
1. Объем валовой добычи, млн м ³	2,92
2. Количество скважин всего, шт.	10
2.1 в том числе в эксплуатации	9
3. Среднесписочная численность всего, чел.	5
3.1 в том числе производственный персонал	2
4. Среднегодовая полная себестоимость, руб./м ³	6291,37
5. Производственные затраты, млн руб.	18,364
5.1. Материалы на производственные нужды	0,270
5.2. Газ на собственные нужды	0,000
5.3. Энергия на технологические нужды	0,042
5.4. Затраты на оплату труда персонала основного производства	0,940
5.5. Взносы в государственные внебюджетные фонды	0,292
5.6. Амортизация внеоборотных активов производственного назначения	2,272
5.7. Аренда основных средств производственного назначения	1,758
5.8. Налоги и иные обязательные платежи, связанные с производством (НДПИ)	3,749
5.9. Затраты по договорам страхования	0,103
5.10. Капитальный ремонт основных средств производственного назначения	0,558
5.11. Прочие услуги производственного назначения	5,070
5.12. Общепроизводственные расходы	0,561
5.13. Общехозяйственные расходы	2,749

В соответствии с методикой расчета СТО Газпром 2-3.3-1084-2016, себестоимость добычи газа определена в размере 2 301,18 руб. / тыс. м³, ставка НДПИ (в соответствии с главой 26 НК РФ) – 1 466 руб. / тыс. м³. Цена реализации газа принята в размере 5 178 руб. / тыс. м³.

Таблица 3

Технико-экономические показатели эффективности КРС
(по методике СТО Газпром 2-3.3-1084-2016)

Показатель	Итого	1	2	3	4	5	6
Объем товарной продукции, млн м ³	2,17	0,25	0,44	0,43	0,42	0,41	0,22
Выручка от реализации добытой продукции, млн руб.	11,21	1,28	2,28	2,23	2,17	2,12	1,13
Эксплуатационные расходы (без НДПИ и затрат на КРС), млн руб.	4,98	0,57	1,01	0,99	0,97	0,94	0,50
НДПИ на объем добычи продукции, млн руб.	3,18	0,36	0,65	0,63	0,62	0,60	0,32
Расходы на КРС, млн руб.	2,48	2,48					
Налогооблагаемая прибыль, млн руб.	0,58	-2,13	0,62	0,61	0,59	0,58	0,31
Налог на прибыль, млн руб.	0,54	0,00	0,12	0,12	0,12	0,12	0,06

Показатель	Итого	1	2	3	4	5	6
Чистая прибыль, млн руб.	0,03	-2,13	0,50	0,49	0,47	0,46	0,25
Чистый денежный поток, млн руб.	0,03	-2,13	0,50	0,49	0,47	0,46	0,25
Фактор дисконтирования		1,0000	0,8696	0,7561	0,6575	0,5718	0,4972
Чистый дисконтированный доход, млн руб.	-0,63	-2,13	0,43	0,37	0,31	0,26	0,12
Чистый дисконтированный поток накопленным итогом, млн руб.		-2,13	-1,70	-1,33	-1,02	-0,76	-0,63
Срок окупаемости дисконтированный, мес.	–						

По результатам расчета проведение капитального ремонта скважины экономически нецелесообразно, так как чистый дисконтированный доход (при ставке дисконтирования 15 %) ниже нуля.

Проведем дополнительный расчет с учетом предлагаемых изменений. Материальные затраты составят 106,89 руб. / тыс. м³, затраты на оплату труда – 94 000 руб. / скв., прочие затраты – 517 300 руб. / скв.

Таблица 4

Технико-экономические показатели эффективности (с учетом изменений)

Показатель	Итого	1	2	3	4	5	6
Объем товарной продукции, млн м ³	2,17	0,25	0,44	0,43	0,42	0,41	0,22
Выручка от реализации добытой продукции, млн руб.	11,21	1,28	2,28	2,23	2,17	2,12	1,13
Эксплуатационные расходы (без НДС и затрат на КРС), млн руб.	3,43	0,35	0,69	0,69	0,68	0,68	0,34
в том числе:							
• материальные затраты	0,23	0,03	0,05	0,05	0,04	0,04	0,02
• затраты на оплату труда	0,47	0,05	0,09	0,09	0,09	0,09	0,05
• взносы во внебюджетные фонды	0,14	0,01	0,03	0,03	0,03	0,03	0,01
• прочие расходы	2,60	0,26	0,52	0,52	0,52	0,52	0,26
НДС на объем добычи продукции, млн руб.	3,18	0,36	0,65	0,63	0,62	0,60	0,32
Расходы на КРС, млн руб.	2,48	2,48					
Налогооблагаемая прибыль, млн руб.	2,13	-1,91	0,95	0,91	0,87	0,84	0,47
Налог на прибыль, млн руб.	0,81	0,00	0,19	0,18	0,17	0,17	0,09
Чистая прибыль, млн руб.	1,32	-1,91	0,76	0,73	0,70	0,67	0,37
Чистый денежный поток, млн руб.	1,32	-1,91	0,76	0,73	0,70	0,67	0,37
Фактор дисконтирования		1,0000	0,8696	0,7561	0,6575	0,5718	0,4972
Чистый дисконтированный доход, млн руб.	0,33	-1,91	0,66	0,55	0,46	0,38	0,19
Чистый дисконтированный доход накопленным итогом, млн руб.		-1,91	-1,25	-0,70	-0,24	0,14	0,33
Срок окупаемости дисконтированный, мес.	55						

Показатель	Итого	1	2	3	4	5	6
Возможный ущерб от отказа проведения КРС, млн руб.	3,89	0,31	0,88	0,85	0,82	0,79	0,23
в том числе							
• затраты на оплату труда	0,47	0,05	0,09	0,09	0,09	0,09	0,05
• взносы во внебюджетные фонды	0,14	0,01	0,03	0,03	0,03	0,03	0,01
• неполученная прибыль от возможной реализации	3,27	0,25	0,76	0,73	0,70	0,67	0,17
Чистый доход, млн руб.	4,74	-1,86	1,64	1,58	1,52	1,46	0,40
Чистый дисконтированный доход, млн руб.	2,80	-1,86	1,43	1,20	1,00	0,84	0,20
Чистый дисконтированный доход накопленным итогом, млн руб.		-1,86	-0,43	0,76	1,76	2,60	2,80
Срок окупаемости дисконтированный, мес.	34						

В результате расчета получаем предварительно положительный экономический эффект от проведения капитального ремонта скважины, что позволит включить ее в программу КРС на будущий период.

Заключение / Conclusion. Таким образом, корректная оценка эффективности КРС предполагает учет целого ряда действующих факторов:

- потери от отказа проведения КРС, связанные с нарушениями в процессе разработки месторождения;
- затраты, обусловленные изменением объема добычи углеводородов на месторождении, связанные с необходимостью замещения объемов добычи;
- способ формирования затрат на оплату труда на конкретном месторождении;
- социальные последствия, вызванные снижением добычи из-за отказа от проведения КРС.

Учет перечисленных факторов позволит существенно уточнить показатель экономической эффективности КРС.

ЛИТЕРАТУРА И ИНТЕРНЕТ-РЕСУРСЫ

1. Классификатор работ в скважинах ОАО «Газпром»: стандарт организации СТО Газпром 2-3.3.566-2011 : взамен СТО Газпром РД 2.1-140-2005 : введен 2011-11-07 / Открытое Акционерное Общество «Газпром». – Москва : ОАО «Газпром», 2012. – IV, 36 с. – (Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром»).
2. Укрупненные нормы и расценки на выполнение ремонтно-восстановительных работ на скважинах ПАО «Газпром»: Р Газпром 2-3.3-1140-2019 : издание официальное / Общество с ограниченной ответственностью «Газпром проектирование», Общество с ограниченной ответственностью «Газпром экспо». – Взамен Р Газпром 2-3.3-1140-2018 ; введ. 2019-08-01, срок действия 2024-08-01. – Введ. с 2019-08-01 по 2024-08-01. – Санкт-Петербург : Газпром экспо, 2020. – IV, 1071 с.; 30 см. – (Рекомендации организации / Публичное акционерное общество «Газпром») (Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром»).
3. Капитальный ремонт скважин. Техничко-экономическое обоснование и оценка эффективности работ : стандарт организации : издание официальное: введен впервые : дата введения 2016-07-20 / Публичное акционерное общество «Газпром»; Открытое акционерное общество «Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт природных газов». – Санкт-Петербург : Газпром экспо, 2018. – IV, 40 с.: табл.; 29 см. – (Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром»).

4. ПАО «Газпром». Приказ No 01/07–99 от 09.09.2009 Методика оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений [Электронный ресурс]. Режим доступа : ограниченный.

REFERENCES AND INTERNET RESOURCES

1. Klassifikator rabot v skvazhinah OAO «Gazprom» (Classifier of works in wells of PJSC Gazprom) : standart organizatsii STO Gazprom 2-3.3.566-2011 : vzamen STO Gazprom RD 2.1-140-2005 : vveden 2011-11-07 / Otkrytoe Akcionernoe Obshchestvo «Gazprom». – Moskva : OAO «Gazprom», 2012. – IV, 36 p. – (Dokumenty normativnye dlya proektirovaniya, stroitel'stva i ekspluatsii ob"ektov OAO «Gazprom»).
2. Ukrupnennyye normy i raschenki na vypolnenie remontno-vosstanovitel'nykh rabot na skvazhinah PAO «Gazprom» (Enlarged norms and prices for the performance of repair and restoration work at the wells of PJSC Gazprom) : R Gazprom 2-3.3-1140-2019 : izdanie oficial'noe / Obshchestvo s ogranichennoj otvetstvennost'yu «Gazprom proektirovanie», Obshchestvo s ogranichennoj otvetstvennost'yu «Gazprom ekspozitsiya». – Vzamen R Gazprom 2-3.3-1140-2018 ; vved. 2019-08-01, srok deistviya 2024-08-01. – Vved. s 2019-08-01 po 2024-08-01. – Sankt-Peterburg : Gazprom ekspozitsiya, 2020. – IV, 1071 s. ; 30 sm. – (Rekomendatsii organizatsii / Publichnoe akcionernoe obshchestvo «Gazprom») (Dokumenty normativnye dlya proektirovaniya, stroitel'stva i ekspluatsii ob"ektov PAO «Gazprom»).
3. Kapital'nyi remont skvazhin. Tekhniko-ekonomicheskoe obosnovanie i ocenka effektivnosti rabot (Overhaul of wells. Feasibility study and evaluation of work efficiency) : standart organizatsii: izdanie oficial'noe : vveden v pervyye : data vvedeniya 2016-07-20 / Publichnoe akcionernoe obshchestvo «Gazprom» ; Otkrytoe akcionernoe obshchestvo «Severo-Kavkazskiy nauchno-issledovatel'skiy proektnyy institut prirodnkh gazov». – Sankt-Peterburg : Gazprom ekspozitsiya, 2018. – IV, 40 s.: tabl.; 29 sm. – (Dokumenty normativnye dlya proektirovaniya, stroitel'stva i ekspluatatsii ob"ektov PAO «Gazprom»).
4. PAO «Газпром». Приказ No 01/07–99 от 09.09.2009 г. Методика оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений (Methodology for assessing the economic efficiency of investment projects in the form of capital investments) [Internet resource]. Rezhim dostupa : ogranichennyj.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Дотдueva Зухра Сосланбиевна, кандидат экономических наук, доцент, доцент кафедры экономики и внешнеэкономической деятельности Института экономики и управления, СКФУ. E-mail: aibazova@yandex.ru

Чепурко Галина Викторовна, кандидат экономических наук, доцент, ведущий инженер лаборатории моделирования, разработки месторождений углеводородов и ПХГ центра цифрового моделирования и проектирования объектов нефтегазодобычи, филиал ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ставрополе. E-mail: ChepurkoGV@scnipigaz.ru.

Кравцов Александр Михайлович, кандидат физико-математических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории моделирования, разработки месторождений углеводородов и ПХГ центра цифрового моделирования и проектирования объектов нефтегазодобычи, филиал ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ставрополе. E-mail: KravcovAM@scnipigaz.ru.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Zukhra Dotdueva, Candidate of Economics, Associate Professor, the Department of Economics and Foreign Economic Activity, the Institute of Economics and Management, North-Caucasus Federal University. E-mail: aibazova@yandex.ru

Galina Chepurko, Candidate of Economics, Associate Professor, leading engineer of the Laboratory of Modeling, development of hydrocarbon deposits and UGS of the Center for Digital Modeling and Design of Oil and Gas Production Facilities, branch of LLC "Scientific Research Institute of Natural Gases and Gas Technologies – Gazprom VNIIGAZ" in Stavropol. E-mail: ChepurkoGV@scnipigaz.ru .

Alexander Kravtsov, Candidate of Physical and Mathematical Sciences, leading researcher at the Laboratory of Modeling, development of hydrocarbon deposits and UGS of the Center for Digital Modeling and Design of Oil and Gas Production Facilities, branch of LLC "Scientific Research Institute of Natural Gases and Gas Technologies – Gazprom VNIIGAZ" in Stavropol. E-mail: KravcovAM@scnipigaz.ru .