

References

1. Aksyutin O.E., Alimov S.V., Pasechnikov A.N., et al. GIS MT OOO Gazprom transgaz Surgut kak poligon dlya aprotatsii novoy metodologii upravleniya tekhnicheskimi sostoyaniyem i tselostnost'yu ob'ektoy GTS [Gazprom Transgaz Surgut LLC Main Pipelines Geological Information System as a test site for testing the new management methodology of technical condition and integrity of GTS (gas transportation system) facilities]. *Gazovaya Promyshlennost' – Gas Industry*, 2012, no. 9, pp. 19–21.
2. Pasechnikov A.N., Nefedov S.V., Alekseyev A.O., et al. *Sbornik doklady IV Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii «Gazotransportnye sistemy: nastoyashcheye i budushcheye»* [Proceedings of IV International Scientific Conference «Gas Transportation Systems: Present and Future»]. Moscow, Gazprom VNIGAZ Publ., 2012, pp. 260–270.
3. Molokanov A.V., Gorodnichenko V.I., Gryazin V.E. Korrozionnoye sostoyaniye magistralnykh gazoprovodov [Corrosion state of trunk gas pipelines]. *Gazovaya Promyshlennost' – Gas Industry*, 2012, no. 9, pp. 29–30.
4. Mirzoyev A.M. Obzor podkhodov i metodov otsenki tekhnicheskogo sostoyaniya lineynoy chasti magistral'nykh gazoprovodov [Overview of approaches and methods of assessment of technical condition of the linear portion of trunk gas pipelines]. *Electronic scientific journal Oil and Gas Business*, 2012, no. 4, pp. 111–123. Available at: <http://ogbus.ru/years/42012> (accessed 10.01.2016).
5. Zakharov A.V., Veliyulin I.I., Reshetnikov A.D., et al. Kompleksnaya otsenka tekhnicheskogo sostoyaniya lineynoy chasti gazoprovodov po rezul'tatam diagnostirovaniya i predremontnykh obsledovaniy [Comprehensive assessment of the technical condition of the linear portion of gas pipelines on the results of diagnostics and pre-repair surveys]. *Gazovaya Promyshlennost' – Gas Industry*, 2012, no. 12, pp. 41–43.
6. Seredenko V.A., Sidorochev M.E., Burutin O.V., et al. Strategiya planirovaniya tekhnicheskogo diagnostirovaniya i kapital'nogo remonta tekhnologicheskikh truboprovodov kompressornykh stantsiy PAO Gazprom [Scheduling strategy of technical inspection and overhaul of Gazprom JSC compressor stations process]. *Territoriya Neftegaz*, 2015, no. 10, pp. 22–27.
7. Alimov S.V., Arabey A.B., Ryakhovskikh I.V., et al. Kontseptsiya diagnostirovaniya i remonta magistral'nykh gazoprovodov v regionakh s vysokoy predraspolozhennost'yu k stress-korrozii [The concept of main gas pipelines inspection and repair in regions with high susceptibility to stress-corrosion]. *Gazovaya Promyshlennost' – Gas Industry*, 2015, no. 724, pp. 10–16.
8. Sidorochev M.E., Burutin O.V., Ryakhovskikh I.V., et al. Formirovaniye dolgosrochnykh planov kompleksnogo remonta tekhnologicheskikh truboprovodov kompressornykh stantsiy OAO Gazprom v usloviyakh nepolnoty dannykh ob ikh tekhnicheskoy sostoyanii [Development of long-term plans for the integrated repair of Gazprom JSC compressor stations process pipelines in the conditions of incomplete data on their technical condition]. *Vesti gazovoy nauki*, 2014, no. 1 (17), pp. 16–21.

УДК 622.279

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПОДХОДОВ ГЛУШЕНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

Р.В. Гайсин, А.А. Абросимов (ПАО «Газпром», РФ, Санкт-Петербург),
А.Б. Кузьмин, Д.Н. Хадиев, М.Н. Пономаренко, С.А. Карасев (ООО «Газпром
подземремонт Уренгой», РФ, Новый Уренгой)
E-mail: s.karasev@urenгой-remont.gazprom.ru

На месторождениях Ямало-Ненецкого автономного округа в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД) не все имеющиеся технологии глушения скважин эффективны. Поэтому объективной необходимостью являются разработка новых методов и технологий глушения скважин в данных условиях, а также адаптация и доработка существующих технологий. В статье представлены решения по изменению существующих технологий глушения скважин и составов блокирующих растворов, позволившие сократить время отработки газовых скважин после проведения капитального ремонта скважин, а также лабораторные испытания новых технологических жидкостей.

Ключевые слова: глушение, блокирование, освоение, капитальный ремонт скважин.

Approaches to improved gas well killing practices target Yamal-Nenets workover projects

Gaysin R.V., Abrosimov A.A. (PAO Gazprom, RF, St. Petersburg), Kuz'min A.B., Khadiyev D.N.,
Ponomarenko M.N., Karasev S.A. (OOO Gazprom Podzemremont Urengoy, RF, N. Urengoy)
E-mail: s.karasev@urenгой-remont.gazprom.ru

In Yamal-Nenets upstream development province largely dominated by fields with abnormal low formation pressure, some existing well killing technologies appear largely unsuitable. Therefore, new well killing methods and technologies are believed critical for this environment, along with customisation and other improvements with existing tools and technologies. This paper highlights viable solutions regarding various modifications to existing well killing technologies and compositions which offer faster recovery after gas well workovers. In addition, it provides lab testing summary for new process liquids employed under well killing.

Keywords: well killing, blocking agent, upstream development, well workovers, technology, Yamal-Nenets.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является основным нефтегазодобывающим регионом России, в котором интенсивно эксплуатируются крупнейшие в мире газовые и газокон-

денсатные месторождения, большинство которых находятся в стадии падающей добычи (Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, Комсомольское, Ямсовейское, Юбилейное и др.).

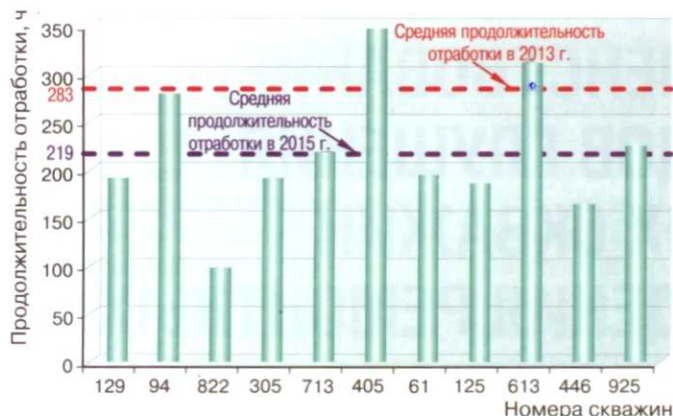


Рис. 1. Продолжительность отработки скважин НГКМ Медвежье

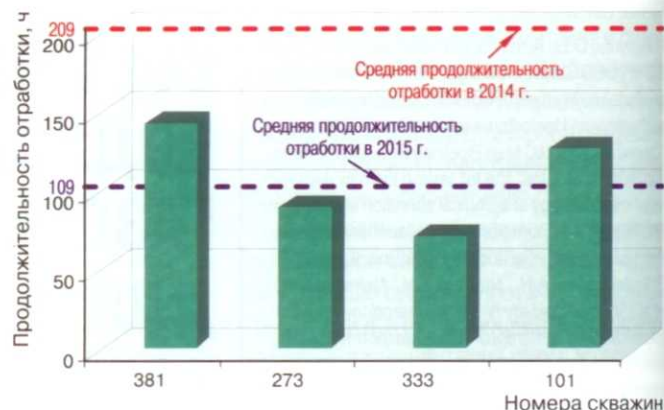


Рис. 2. Продолжительность отработки скважин НГКМ Юбилейное

Сервисная компания ООО «Газпром подземремонт Уренгой» входит в структуру холдинга ООО «Газпром центрремонт» и специализируется на оказании услуг по капитальному и текущему ремонту, модернизации, реконструкции, техническому перевооружению, ликвидации, консервации, расконсервации скважин всех назначений газодобывающим дочерним обществам ПАО «Газпром». Доля компании на рынке услуг капитального ремонта скважин в 2015 г. на месторождениях ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Ямбург» составила 100 %.

Ремонт скважин на поздней стадии разработки месторождений выполняется в сложных горно-геологических и технических условиях, характерные особенности которых:

- дифференциация текущего пластового давления по площади;
- наличие пропластков с различными фильтрационно-емкостными свойствами;
- различный тип и характер поступления пластовых вод в ствол скважин;
- АНПД;
- неизвлекаемое или требующее фрезерования оборудование.

Отмеченные факторы существенно влияют на качество и эффективность процесса проведения капитального ремонта скважин.

Одним из наиболее ответственных этапов ремонта скважин является глушение. В условиях АНПД газовые скважины глушатся с применением блокирующих составов в целях снижения объемов фильтрации жидкости глушения, снижения вредного воздействия на пласт фильтрата технологических жидкостей, сокращения сроков

освоения и вывода на рабочий режим скважин после ремонта.

В целях повышения эффективности процесса глушения были внесены изменения в стандартные технологии, применяемые на скважинах ООО «Газпром добыча Надым» и ООО «Газпром добыча Ямбург».

Так, для скважин месторождений Медвежье и Юбилейное ООО «Газпром добыча Надым» перед закачкой блокирующего состава было предложено производить закачку буферной пачки, представляющей солевой раствор с поверхностно-активным веществом (ПАВ).

После глушения состав находится в пласте в виде невспененного солевого раствора ПАВ и выполняет роль буфера между блокирующим раствором и пластовым флюидом, предотвращающим поступление последнего в ствол скважины. После окончания ремонтных работ и создания депрессии

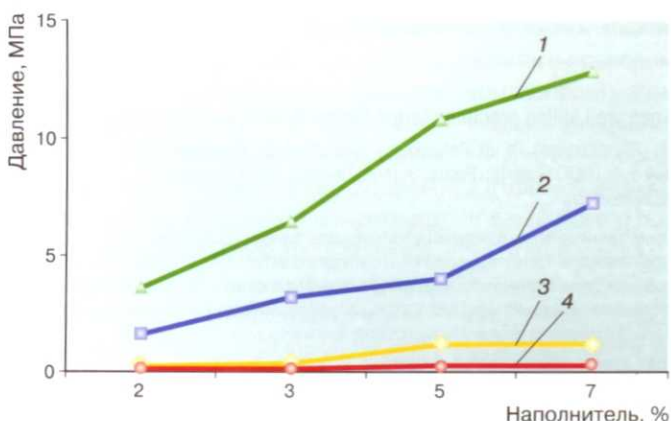


Рис. 3. Исследования закупоривающей способности блокирующего состава НПОЖ с различным процентным содержанием наполнителя «Полицелл»:

1 - $p_{сдв}$ - давление начала сдвига после 24 ч; 2 - p_b - давление выдержки суток; 3 - p_n - давление начала фильтрации; 4 - $p_{обп}$ - давление обратной промывки.

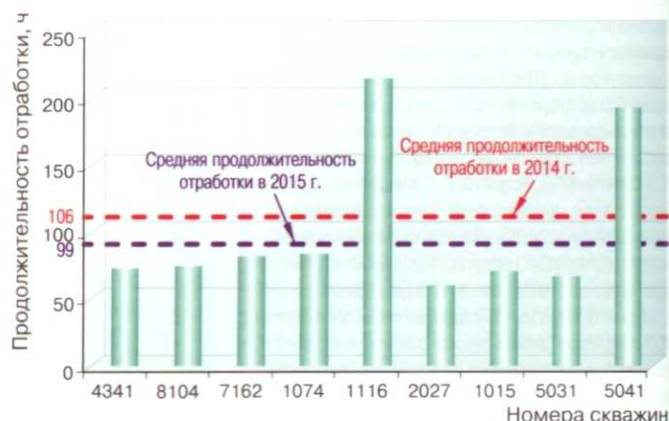


Рис. 4. Продолжительность отработки скважин Ямбургского НГКМ в 2015 г.

при вызове притока за счет вовлечения пластового газа в раствор ПАВ происходит его движение с преобразованием состава в двухфазную пену. Благодаря высоким омывающим характеристикам ПАВ обеспечивается очищение призабойной зоны и облегчается вынос блокирующего состава из продуктивного пласта.

Положительный эффект от использования раствора ПАВ при глушении скважин объясняется физико-химическими процессами, происходящими в призабойной зоне при проникновении его в пласт, а именно:

- разрушением гидратных слоев на твердой поверхности и частичной ее гидрофобизацией в результате адсорбции ПАВ;
- прилипанием пузырьков пены к поверхности поровых каналов;
- увеличением межфазной поверхности при фильтрации пены через пористую среду;
- проявлением эффекта Жамена¹.

Обзор работ по глушению скважин с учетом внесенных изменений показал, что при освоении скважин НГКМ Медвежье средняя продолжительность выхода скважин на режим сократилась на 22 % в 2014 г. и составила 219 ч по отношению к 283 ч в 2013 г. (рис. 1).

Для скважин НГКМ Юбилейное средняя продолжительность выхода скважин на режим сократилась в 2 раза (на 50 %) в 2014 г. и составило 109 ч по отношению к 209 ч в 2013 г. (рис. 2).

Исходя из вышеизложенного следует, что предложенные изменения в технологию глушения позволили повысить успешность данной технологической операции на вышеуказанных месторождениях.

В связи с продолжающимся снижением пластового давления в сеноманской залежи Ямбургского НГКМ в целях повышения успешности капитального ремонта скважин (средняя успешность – 68 % в 2014 г.) были внесены изменения в технологию глушения скважин с временным блокированием продуктивного пласта. При этом на совместном геолого-техническом совещании (ГТС) со специалистами ООО «Газпром добыча Ямбург» было предложено:

- использовать в качестве блокирующей жидкости незамерзающую пенообразую-

Таблица 1

Результаты исследований свойств блокирующего состава «Унисолт»

Показатели	Δp , МПа	dp/dl , МПа/м	$K_{ф}$, мкм ² /(Па·с)	$K_{пр}$, мкм ²	$\Delta K_{пр}$, % от первоначальной по водонасыщенному образцу
Начальные параметры модели					
Фильтрация газа через сухой образец	0,05	0,25	–	1,1	
Фильтрация модели пластовой воды (насыщение 20%-м раствором KCl)	0,05	0,25	128,7	0,13	
Фильтрация газа через образец с остаточной водонасыщенностью	0,05	0,25	–	0,66	
Фильтрация блокирующего состава	Более 10	Более 40	0	–	
Параметры после закачки состава и 4 ч выдержки модели					
Фильтрация газа	0,05	0,25	–	0,65	–1,7

Таблица 2

Результаты исследований свойств технологической жидкости «Эксимол-ВТ»

Показатели	Δp , МПа	dp/dl , МПа/м	$K_{ф}$, мкм ² /(Па·с)	$K_{пр}$, мкм ²	$\Delta K_{пр}$, % от первоначальной по водонасыщенному образцу
Начальные параметры модели					
Фильтрация газа через сухой образец	0,05	0,25	–	1,12	
Фильтрация модели пластовой воды (насыщение 20%-м раствором KCl)	0,10	0,49	603,9	0,54	
Фильтрация газа через образец с остаточной водонасыщенностью	0,05	0,25	–	0,91	
Фильтрация жидкости глушения	Более 10	Более 40	0	–	
Параметры после закачки состава и 16 ч выдержки модели					
Фильтрация газа	0,8	3,9	–	0,001	–99,89
Параметры после деблокировки метанолом (98 %)					
Фильтрация газа	0,05	0,25	–	0,86	–5,5

щую жидкость (НПОЖ) с наполнителем «Полицелл» вместо ранее применяемого блокирующего состава инвертно-эмульсионного раствора с наполнителем – алюмосиликатные микросферы;

- проводить технологические операции, не требующие циркуляции промывочной жидкости при установившемся уровне в скважине с его постоянным контролем.

Предложение по применению блокирующей жидкости НПОЖ с наполнителем «Полицелл» было основано на положительном опыте ее применения на месторождениях ПАО «Газпром», при этом также были использованы результаты исследований, приведенные в работе (рис. 3)².

По результатам проведения работ на девяти скважинах получены результаты, позволившие сократить время освоения

скважин в 2015 г. в среднем на 7 % по отношению к 2014 г. В 2014 г. составило 106 ч, в 1-м полугодии 2015 г. – 99 ч (рис. 4).

В 2015 г. применение откорректированной технологии глушения с временным блокированием пласта позволило повысить эффективность капитального ремонта газовых скважин на Ямбургском НГКМ до 86 %.

В 2015 г. на базе Инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Уренгой» проведены тестирования технологических растворов: блокирующего состава «Унисолт» и жидкости глушения «Эксимол-ВТ» для газовых скважин УНГКМ, предлагаемых ООО «Синергия технологий». Стендовые фильтрационные испытания проведены на набивных моделях сеноманского песка УНГКМ.

¹ Семенов Ю. В., Войтенко В. С., Обморишев К. М. и др. Испытание нефтегазозащитных скважин в колонне. – М.: Недра, 1983. – 285 с.

² Сингуров А. А. Разработка технологии и технических средств для очистки газовых скважин от глинисто-песчаных пробок в условиях АНПД: дисс. канд. техн. наук. – Ставрополь, 2007. – 153 с.



В табл. 1 представлены результаты исследований свойств блокирующего состава «Унисолт».

Данные указывают на низкие параметры фильтрации блокирующего состава и хорошие блокирующие свойства. Так, перепад давления при блокировке образца составил 10 МПа, а снижение проницаемости составило 1,7 % от первоначального значения проницаемости модели с остаточной водонасыщенностью.

В табл. 2 представлены результаты исследований свойств технологической жидкости глушения «Эксимол-ВТ».

Данные указывают на невысокие параметры фильтрации блокирующего состава и хорошие блокирующие свойства. Так, перепад давления при блокировке образца составил 10 МПа, снижение проницаемости – 99,89 %, а после деблокировки раствором метанола снижение проницаемости – 5,5 % от первоначального значения проницаемости модели с остаточной водонасыщенностью.

Блокирующий состав «Унисолт» и жидкость глушения «Эксимол-ВТ» характеризуются повышенными показателями восстановления проницаемости набивной модели кернового образца.

В конце 2015 г. были начаты опытно-промышленные испытания (ОПИ) данных растворов на газовых скважинах ООО «Газпром добыча Уренгой» и ООО «Газпром добыча Надым». В 2016 г. планируется закончить ОПИ, определить эффективность и возможность дальнейшего их применения.

ООО «Газпром подземремонт Уренгой» совместно с газодобывающими обществами постоянно ведет поиск новых технологических решений в области капитального ремонта скважин, направленных на повышение эффективности работ.

Положительные тенденции в развитии технологичности проведения ремонтных работ внутри компании позволяют ООО «Газпром подземремонт Уренгой» быть на лидирующих позициях в области капитального ремонта скважин.

УДК 622.691.4

ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ БЕЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ВТД

И.В. Щербо, С.А. Холодков, Д.Н. Бельков, Д.В. Комаров (ИТЦ – филиал ООО «Газпром трансгаз Самара», РФ, Самара)

E-mail: D.Komarov@samaratransgaz.gazprom.ru

Решение задач планирования ремонта ЛЧМГ основано на оценке технического состояния по материалам диагностических обследований. Оптимизация процесса планирования ремонта газопроводов, не подвергающихся внутритрубной дефектоскопии (ВТД), направлена на обеспечение надёжной и безопасной эксплуатации газотранспортной системы, от которой зависит снабжение газом российских потребителей. Численные критерии назначения ремонтных мероприятий для участков газопроводов без ВТД устанавливает Р Газпром 2-2.3-756-2013. На примере газопроводов ООО «Газпром трансгаз Самара» проведена апробация расчетных алгоритмов вышеуказанных рекомендаций. Выполнен сравнительный анализ предлагаемого показателя технического состояния с показателем, регламентированным СТО Газпром 2-2.3-292-2009. В целях приведения к единой шкале оценки технического состояния линейных участков газопроводов и назначаемых на них методов ремонта предложено использовать переводной коэффициент при вероятностной оценке технического состояния газопроводов без ВТД.

Ключевые слова: внутритрубная дефектоскопия, комплексное обследование, показатель технического состояния, сравнительный анализ.

How to assess gas pipeline health when inspection pigging data are unavailable

Shcherbo I.V., Kholodkov S.A., Bel'kov D.N., Komarov D.V. (ITTs – branch of OOO Gazprom Transgaz Samara, RF, Samara)

E-mail: D.Komarov@samaratransgaz.gazprom.ru

Typically, gas pipeline repair planning centres on technical assessments built around diagnostic data. Optimisation of gas pipeline repair planning, in cases of no prior inspection pigging, is mainly focused on sustaining gas transmission reliable and safe performance. R Gazprom 2-2.3-756-2013 regulations are the central tool when choosing numerical criteria when assigning repair procedures for such pipeline segments. The authors used Gazprom Transgaz Samara pipelines to test calculation algorithms under these regulations and guidelines. In addition, they conducted a benchmarking analysis to compare the produced performance data with requirements specified by STO Gazprom 2-2.3-292-2009 industry standard. Aiming to introduce a common scale for pipeline segment health and performance assessments and respective assigned repair procedures, a conversion factor was proposed, it is believed useful for probabilistic estimates of gas pipeline segments for which the diagnostic data are unavailable.

Keywords: inspection pigging, gas pipeline, technical health, benchmarking analysis, algorithm, standards, performance.

Одной из эффективных мер по обеспечению безопасной эксплуатации опасных производственных объектов является проведение на них своевременных диагностических обследований

и выполнение объективного анализа полученных данных. Практическая значимость анализа обусловлена необходимостью принятия обоснованного решения о назначении ремонтных мероприятий для