

ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК

CT-BASED WELL KILLING

А.В. КУСТЫШЕВ, Е.В. ПАНИКАРОВСКИЙ,
Д.А. КУСТЫШЕВ, ООО «ТюменНИИгипрогаз»

A.V. KUSTYSHEV, E.V. PANIKAROVSLY,
D.A. KUSTYSHEV, TyumenNIIGiprogaz Ltd.

Большинство месторождений природного газа Западной Сибири находятся на завершающей стадии разработки, которая характеризуется низкими пластовыми давлениями, большой степенью обводненности, разрушением призабойной зоны пласта и другими осложнениями. В этих условиях для поддержания проектных объемов добычи газа и восстановления технического состояния скважин зачастую приходится проводить капитальные ремонты (КРС) [1].

Проведение КРС на газовых и газоконденсатных месторождениях невозможно без их глушения, а глушение скважин в условиях аномально низкого пластового давления требует применения оптимальных технологий и тщательного подбора жидкостей глушения и блокирующих композиций, так как при недостатке пластовой энергии «самоочистка» пласта требует длительного времени.

Глушение скважин в стандартных условиях обычно осуществляется через находящуюся в скважине при эксплуатации лифтовую колонну. При пакерной схеме – с использованием циркуляционного клапана, открываемого на период создания циркуляции.

Коллекторы сеноманских и неокомских отложений разрабатываемых месторождений Западной Сибири условно можно дифференцировать на три группы: пассивные, с проницаемостью менее 0,005 мкм ; малоактивные с проницаемостью от 0,005 до 0,010 мкм ; активные с проницаемостью более 0,010 мкм [2].

В высокопроницаемых коллекторах наибольшее негативное воздействие на призабойную зону пласта оказывает твердая составляющая технологических растворов, в

Most of the gas wells in Western Siberia are on the closing phase of development, characterized by low formation pressure, high water content, destruction of bottomhole zone and other complications. Under these conditions, preservation of the designed volumes of gas production and recovery of technical state of the wells is impossible without well workover [1].

The well workover at gas and gas condensate fields is always accompanied by well killing. The well killing in underbalanced conditions requires application of the best technologies and thoroughly selected killing liquids and blocking compositions, as during the lack of formation energy the natural self-purification of the formation takes a lot of time.

Well killing in standard conditions is usually performed via production string, packer scheme and circulation valve, which is opened for the period of circulation.

The collectors of Cenomanian and Neocomian deposits in the developed fields of Western Siberia can be divided into 3 groups: passive collectors with permeability below 0,005 μm , low active ones with the permeability of 0,005–0,010 μm and active ones with permeability over 0,010 μm [2].

The most negative impact on the bottomhole zone of high permeability collectors is produced by hard components of technological solutions, where the influence of capillary forces is strong and filtrate of the technological solution is the cause of the most negative influence.

The rocks of the collector of Senomanian deposits are represented mostly by kern and medium sandstone. The rocks of Neocomian deposits are constituted by coarse siltstone with clay layers. The cement is mostly pore-occluding and is composed of clay. The pores are filled with kaolin mineral. The pore coefficient ranges within 11–18% and the permeability ranges from 0,01 to 0,30 μm . The current formation pressure makes up from 0,5 to 0,3 of the hydrostatic pressure.

In the complicated conditions of well operation, when

низкопроницаемых коллекторах, в которых значительно влияние капиллярных сил, наиболее отрицательное воздействие оказывает фильтрат технологического раствора.

Породы коллектора сеноманских отложений представлены в основном крупно- и среднезернистым песчаником, породы неокомских отложений – мелкозернистым песчаником, крупнозернистым алевролитом с прослоями глин. Цемент преимущественно порово-пленочный, по составу в основном глинистый, поры заполнены каолинитом. Пористость в пределах 11–18%, проницаемость от 0,01 до 0,30 мкм. Текущее пластовое давление составляет от 0,5 до 0,3 гидростатического.

В осложненных условиях работы скважины, когда невозможно создать циркуляцию между трубным и затрубным пространствами, например, при наличии газогидратной пробки в скважине, при невозможности открытия циркуляционного клапана, при негерметичной лифтовой колонне, при ликвидации аварийной ситуации, глушение без применения колтюбинговых установок практически невозможно. Глушение скважин, вскрывших продуктивные пласты большой толщины или несколько пластов (пропластков), также предпочтительнее проводить с помощью колтюбинговых установок [3].

Достоинством глушения скважин с помощью колтюбинговых установок является плавное блокирование продуктивного пласта при любой глубине подвески лифтовой колонны относительно интервала перфорации без загрязнения (кольматации) призабойной зоны пласта (ПЗП).

Практика доказывает преимущества колтюбинговых установок во время проведения глушения скважин за счет:

- адресной доставки блокирующей композиции в интервал перфорации и заполнения ствола скважины над ним жидкостью глушения при минимизации загрязнения ПЗП;
- отсутствия резьбовых соединений, через которые возможны утечки жидкости глушения и блокирующей композиции;
- увеличения безопасности проведения процесса глушения;
- обеспечения охраны окружающей среды.

При глушении скважин (рисунок 1), оснащенных по пакерной схеме, спускают гибкую трубу (ГТ), заполненную метанольной водой, до нижних отверстий

it is impossible to create a circular between the tube and annular space, for instance, when there is hydrated-gas plug in the well and the circulation valve can not be opened, the production string is not hermetic or there is an emergency situation, well killing without CT technologies is almost impossible. Killing wells located over extremely thick formations and several formations (layers) should be better done with CT units as well.

The main advantage of using CT technologies in well killing is smooth blocking of the productive formation with any depth of the productions string, as compared to the perforation interval, without polluting (colmatation) of the bottomhole area.

CT units showed practical advantages during well killing due to:

- address supply of blocking composition to the perforation and interval and filling the well bore with minimal bottomhole zone colmatation;
- absence of screwed connections, through which the leaks of killing liquids and blocking compositions are possible;
- enhanced security of killing operations;
- provision of environmental measures.

While killing wells (Figure 1) equipped with a packer system, the CT, filled with methanol water is lowered till the bottom openings of the perforation interval.

The estimated amount of blocking composition is pumped into the CT and pushed under the packer with a killing liquid. At this moment the CT is lifted above the packer and the killing liquid fills the annular space between the CT and the production string. The methanol water, which precedes the blocking

В осложненных условиях работы скважины, когда невозможно создать циркуляцию между трубным и затрубным пространствами, например, при наличии газогидратной пробки в скважине, при невозможности открытия циркуляционного клапана, при негерметичной лифтовой колонне, при ликвидации аварийной ситуации, глушение без применения колтюбинговых установок практически невозможно.

In the complicated conditions of well operation, when it is impossible to create a circular between the tube and annular space, for instance, when there is hydrated-gas plug in the well and the circulation valve can not be opened, the production string is not hermetic or there is an emergency situation, well killing without CT technologies is almost impossible.

интервала перфорации.

В спущенную ГТ закачивают расчетное количество блокирующей композиции и продавливают ее жидкостью глушения в подпакерное пространство, приподнимая ГТ выше установленного в скважине пакера, тем самым заполняя межкольцевое пространство между ГТ и лифтовой колонной жидкостью глушения. При этом находящаяся впереди блокирующей композиции метанольная вода (с содержанием метанола до 20–30%), поднимается по межкольцевому пространству, частично попадая в пласт. В случае попадания метанольной воды в пласт при начальной циркуляции кольматация ПЗП будет минимальной.

После заполнения всего подпакерного пространства блокирующей композицией из скважины извлекают ГТ и проводят демонтаж колтюбинговой установки. Через лубрикатор на кабеле (тросе) спускают инструмент для открытия циркуляционного клапана, установленного в составе лифтовой колонны выше пакера, и открывают циркуляционный клапан.

Через открытый циркуляционный клапан заполняют затрубное надпакерное пространство скважины жидкостью глушения, периодически стравливая газ из газовой шапки на факел. После технологической выстойки выравнивают плотность жидкости глушения в трубном (над блокирующей композицией) и затрубном надпакерном пространствах скважины.

При глушении скважин, оснащенных по беспакерной схеме, спускают ГТ, заполненную метанольной водой, до нижних отверстий интервала перфорации. После закачивания на забой скважины в интервал перфорации блокирующей композиции в объеме, равном 30% расчетного объема, плавно приподнимают ГТ до башмака лифтовой колонны, продолжая закачивание через ГТ блокирующей композиции до заполнения ею всего интервала перфорации. Затем в ГТ закачивают жидкость глушения и заполняют ею трубное (над блокирующей композицией) и затрубное надпакерное пространства.

В качестве жидкости глушения в основном применяется инвертно-эмульсионный раствор без содержания твердой фазы. Раствор представляет собой эмульсию «вода в масле», где водной фазой является водный раствор хлористого натрия, а углеводородная фаза представляет собой газоконденсат с



Рисунок 1 – Глушение скважины с помощью колтюбинговой установки

Figure 1 – Killing the well with a CT unit

composition (the content of methanol is 20–30%), goes up the annular space and into the formation. In case the methanol water gets into formation at the beginning of the circulation, the colmatation of the BHZ is minimal.

After the space under the packer is filled with blocking composition, the CT is withdrawn from the well and disassembled. A lubricator on the cables is used to lower the instrument for opening the circulation valve, established in the production string over the packer.

The opened circulation valve is used to fill the annular space over the packer with a killing liquid. From time to time the gas is fled from gas cap to the flare stack. After the well is returned to thermal equilibrium time, the density of liquid in the tube (over the blocking composition) and annular space is leveled off.

While killing wells with no packers the CT filled with methanol water is lowered till the bottom openings of the perforation interval. 30% of the rated volume of blocking composition is pumped to the bottomhole. After that the CT is lifted till the tubing shoe. Then the blocking composition is pumped into the CT until it fills the entire perforation interval. After that a killing liquid is pumped through the CT into the tube space (over the blocking composition) and annular space over the packer.

The killing liquid is usually an invert-emulsion solution without hard components. The solution is "water in oil". The water part is constituted by water

добавкой ПАВ-эмульгатора. К достоинствам этого раствора можно отнести отсутствие контакта водной фазы раствора с пластом, что снижает отрицательное воздействие жидкости глушения на глинистый цемент коллектора [4].

Кроме инвертно-эмульсионного раствора при глушении скважин применяется новый экологически чистый раствор, представляющий собой водный раствор биополимера, так называемый полимер-коллоидный раствор.

С целью снижения отрицательного воздействия фильтрата жидкости глушения на пласт растворы готовятся на солевой основе, что, соответственно, увеличивает плотность растворов и оказывает дополнительную «нагрузку» на блокирующий раствор. Недостатком полимер-коллоидного раствора является низкая морозостойкость, поэтому его применение возможно только в летний период [5].

В зимнее время для глушения скважин применяется водоспиртовой раствор на основе изопропилового спирта. Достоинством этого раствора является высокая морозостойкость, легкость приготовления, экологичность и сохранность фильтрационно-емкостных свойств коллекторов при глушении.

В качестве блокирующей композиции возможна обычная (применяемая при глушении) загущенная жидкость глушения с добавлением кольматирующего материала. Основные технологические характеристики этой композиции: условная вязкость – «не течет», водоотдача от 0 до 1 см /30 мин. С целью недопущения необратимой кольматации пласта при глушении необходимо, чтобы твердая фаза растворов была растворимой, например в кислоте. Кольматирующий материал содержится в количестве до 13–15% масс, в качестве наполнителя применяется химически осажденный мел, растворимость которого в соляной кислоте достигает 99,8%. Таким образом, создаваемый в процессе блокирования пласта кольматационный экран при необходимости легко удаляется обработкой призабойной части пласта соляной кислотой.

Другой блокирующей композицией может являться гидрогель на основе хлористого кальция, содержащий в своем составе конденсируемую твердую фазу. Твердая фаза образуется за счет химической реакции активных компонентов при их смешении.

solution of sodium chloride and hydrocarbon phase is a gas condensate with soap emulsifier. In this solution there is no contact of water and the formation, which mitigates the negative impact of killing liquid on the collector's clay cement.

Beside invert-emulsion solution, the well killing is done with the help of a new environmentally friendly solution based on water solution of biopolymer or polymeric colloid solution. In order to mitigate the negative impact killing liquid filtrate on the formation the solutions are made on salt basis, which raises their density and produces additional load on the blocking solution. The shortcoming of the polymeric colloid solution its low frost resistance, that is why its application is possible only in summer period.

In winter time a water-alcohol solution on the basis of isopropyl alcohol is used for well killing. The merit of this solution is its high frost resistance. Besides, it is easy to prepare, environmentally friendly and good for preservation of filtration capacity properties of the collectors during killing

A simple thick killing liquid with colmatation substance can be used as a blocking composition. The main technological parameters of the composition: BY- "does not flow", water return from 0 to 1 cm /30min. In order to prevent the irreversible colmatation of the formation it s necessary to dissolve the hard components of the solutions in the acid. The colmatation material makes up 13–15% of the mass. The chemically deposited chalk is used as a filling agent. It is dissolved in the acid by 99.8%. Thus, the colmatation screen created, when the formation is blocked, can be easily removed by treating the BHZ with a hydrochloric acid.

Another blocking composition is a hydrogel on the basis of calcium chloride with condensed hard components. The hard components are produced during the chemical reaction of active components and their mix. The composition has the following advantages: The hard components are equal in size with the pores of the productive collector. When the BHZ is treated with hydrochloric acid during stimulation treatment, the colmatation material is completely dissolved. These materials are easy to get and typical of the oil industry.

In order to block high-permeability collectors of Cenomanian deposits, we need a composition that would prevent absorption of killing liquid on the one hand and provide high permeability for gas on the other. Such composition is based on magnesium chloride with special fillers like microsphere. The condensed part of this hydrogel blocks the BHZ and microspheres of spherical shape with low inside packing friction are easily removed from the BHZ during stimulation. The composition has large share

Композиция обладает следующими преимуществами: образуемая твердая фаза имеет размер, сравнимый с размером пор продуктивного коллектора, при обработке призабойной зоны соляной кислотой в процессе вызова притока и освоения кольматирующий материал полностью растворяется, применяемые материалы доступны и являются традиционными для нефтяной промышленности.

Для блокирования коллекторов с очень высокой проницаемостью, преимущественно сеноманских отложений, необходима композиция, позволяющая, с одной стороны, предупреждать поглощения жидкости глушения, а с другой, – обеспечивать высокую проницаемость для газа. Такой композицией является композиция на основе хлорида магния, содержащая в своем составе специальный наполнитель, такой как микросферы. Конденсируемая фаза этого гидрогеля блокирует призабойную зону, а микросферы, имеющие сферическую форму и низкое «внутреннее» трение набивки, легко удаляются из призабойной зоны при вызове притока. Особенностью композиции является большой объем микросфер – до 50% об., поэтому подобные блокирующие композиции закачиваются в интервал перфорации не через ГТ, а через межкольцевое пространство [6, 7].

В блокирующей композиции обычно применяются алюмосиликатные или стеклянные микросферы МСгр.А1(А2). Они представляют собой легкий сыпучий порошок белого цвета, состоящий из отдельных полых частиц сферической формы, размером в пределах от 15 до 200 мкм, а в основном от 15 до 125 мкм. Микросферы вырабатываются из натриевоборосиликатного стекла. Размер микросфер сопоставим с диаметром пор коллектора сеноманских отложений.

Сферическая форма и очень маленькие размеры позволяют вводить наполнитель в очень больших количествах без сильного увеличения вязкости блокирующей композиции. Минимизация поглощения обеспечивается «восстановлением» зон разуплотнения коллектора, возникающих в процессе выноса песка при эксплуатации скважины.

Для глушения скважины в осложненных условиях при наличии в стволе газогидратной пробки спускают ГТ до

of microspheres, up to 50%, that is why such blocking compositions are pumped into the perforation interval via annulus and not CT.

The blocking compositions usually include aluminosilicate or glass microspheres. They are light loose powder of white color, which consists of separate hollow particles of spherical form. Their size ranges from 15 to 200 μm , but mostly 15–125 μm . The microspheres are produced of SBS glass. Their diameter corresponds to the size of gte pores of the collector of Cenomanian deposits.

Their spherical form and small size allow pumping big amount of filling agent without increasing the viscosity of the blocking composition. Minimal absorption is reached by recovery of the zones of collector deconsolidation, which appear, when the sand is removed during well operation.

In order to kill the well in complicated conditions with hydrated gas plugs it is necessary to lower CT till the head of the plug and pump water methanol solution (with the share of methanol up to 60–70%), heated by a mobile steam unit and heat exchanger up to 80 °C. As soon as the hydrated gas plug melts, the Ct is lowered with the speed of no more than 0,01–0,03 m/s and circulation of hot methanol solution. After the hydrated gas plug is destroyed, well killing proceeds.

When the circulation valve can not be opened, the well killing is done by simultaneous pumping of killing liquid into the CT and filling the annular space over the packer. When it is impossible to fill the annular space with a killing liquid, special openings are made in the wall of the production string. The killing liquid penetrates through them into the annular space.

In order to kill a well with a leaky production string you should use a blocking composition instead of the killing liquid. Sometimes it is thick killing liquid with high viscosity (up to 1200 Pa/s)

In order to succeed in CT well killing, it is necessary to select the killing liquids and solutions that produce minimal damage to the BHZ.

Tests show that improper choice of killing liquids lower the production capacity of the wells after service.

This is mainly explained by the type of washing systems, the degree of repression on the formation and its permeability. Penetration of killing liquid into the formation leads to colmatation of BHZ and gradual lowering of the reservoir properties of the formation due to:

- absorption of the working liquid by the productive formation;
- filling the formation pores with hard components of the washing liquid;
- blocking the BHZ with washing liquid filtrate;
- swelling of clay material in the formation as a result of interaction with the filtrate.

The analysis of industry data on gas and gas condensate

головы этой пробки и закачивают в ГТ водометанольный раствор (с содержанием метанола до 60–70%), подогретый с помощью передвижной паровой установки и теплообменника до 80 °С. Медленно, по мере растепления газогидратной пробки, спускают ГТ со скоростью не более 0,01–0,03 м/с с циркуляцией горячего водометанольного раствора. После разрушения газогидратной пробки продолжают работы по глушению скважины.

Глушение скважин при невозможности открытия циркуляционного клапана проводится путем одновременного закачивания жидкости глушения в ГТ и заполнения ею затрубного пространства скважины над пакером. При невозможности заполнения затрубного надпакерного пространства жидкостью глушения в стенке лифтовой колонны выполняются специальные отверстия, и через них затрубное надпакерное пространство заполняется жидкостью глушения.

При глушении скважин с негерметичной лифтовой колонной вместо жидкости глушения используется блокирующая композиция, зачастую загущенная жидкость глушения, с повышенной эффективной вязкостью (до 1200 Па•с).

Для успешного глушения скважин с использованием колтюбинговой установки рекомендуется выбирать рабочие жидкости и растворы для глушения, оказывающие минимальное отрицательное воздействие на ПЗП.

Проведенные исследования показывают, что неправильно подобранные рабочие жидкости во время глушения снижают продуктивность добывающих скважин в послеремонтный период. В основном это обуславливается типом промывочных систем, величиной репрессии на пласт и его проницаемостью. Проникновение в пласт составных частей жидкости глушения приводит к кольматции ПЗП и постепенному уменьшению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта за счет:

- поглощения рабочей жидкости продуктивным пластом;
- закупоривания пор пласта проникающими частицами твердой фазы промывочной жидкости;



АКМАШ-ХОЛДИНГ
ЦЕПИ ДЛЯ ВСЕХ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ

ПРОИЗВОДИМ И ПРОДАЕМ
ЦЕПИ
ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК

разработка
изготовление
поставка
консультации
специалистов

Сеть филиалов по всей России

610014, г. Киров, ул. Тихая 12/4
(8332) 50-00-00, 50-17-10, 70-38-14
e-mail: sales@akmash.ru

www.akmash.ru

wells at fields of the closing stage of development suggests that one of the main reasons permeability deterioration is absorption of high amount of working liquid due to low formation pressure and high-permeable, strongly drained collectors.

During the service the killing liquid contacts the well product, minerals of the rocks of the productive horizon, fluids of the formation, special materials and technological liquids used in service, as well as the surface of the boring casing, tubing and elements of bottom equipment.

The study suggests using for well killing the water repellent and blocking solutions, well-known in the global and domestic practice. They are used not only for well killing, but also for limitation of water flow, isolation of formation waters alongside bridging materials; removal of casing pressure alongside other chemical reagents, cleaning the bottomhole from the sand, cutting production packers and other subsurface equipment, hydraulic fracturing and well conservation.

Water repellent and blocking solutions allow blocking the perforation intervals, preserving filtration characteristics of the formation and working debit of the well, acceleration of stimulation and well commissioning after service.

- блокирования ПЗП фильтратом промывочной жидкости;
- набухания глинистого материала пласта в результате взаимодействия с фильтратом.

Анализ промысловых данных [8] по глушению газовых и газоконденсатных скважин на месторождениях, находящихся на заключительной стадии разработки, показывает, что одной из основных причин снижения проницаемости продуктивных пластов является поглощение большого объема рабочей жидкости из-за низких пластовых давлений и наличия высокопроницаемых, сильно дренированных коллекторов.

В процессе ремонтных работ жидкость глушения вступает в контакт с продукцией скважины, минералами горных пород, слагающих продуктивный горизонт, флюидами пласта, специальными материалами и технологическими жидкостями, используемыми при проведении ремонтных работ, а также с поверхностью обсадных труб, НКТ и элементами забойного оборудования.

В работе [9] предлагается использовать при глушении скважин гидрофобные и блокирующие растворы, широко известные в мировой и отечественной практике. Они используются не только при глушении скважин, но также при ограничении водопритока или изоляции пластовых вод совместно с тампонирующими материалами; ликвидации межколонных давлений в композиции с другими химическими реагентами; промывке скважин, очистке забоя от песка, фрезеровании эксплуатационных пакеров, другого подземного оборудования, гидравлическом разрыве пласта и консервации скважин.

Гидрофобные и блокирующие растворы позволяют блокировать интервал перфорации, сохранять фильтрационную характеристику пласта и рабочий дебит скважин, ускорять вызов притока и ввод скважин в эксплуатацию после ремонтных работ.

Таким образом, для проведения успешного глушения газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин в целях минимизации повреждения ПЗП, снижения ФЕС продуктивного пласта следует применять колтюбинговые технологии с сочетанием правильно подобранных жидкостей глушения и блокирования с учетом горно-геологических и технических условий работы скважины. ©

Thus, successful killing of gas, gas condensate and oil wells and minimization of damage to BHZ, lowering porosity and permeability of the productive formation requires application of CT technologies and properly selected killing and blocking liquids with account of geological and technical conditions of well operation. ©

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Кустышев, А. В. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири / А. В. Кустышев. – М.: ООО «Газпром экспо», 2010. – 255 с.
2. Кустышев, Д. А. Особенности глушения скважин на завершающей стадии разработки месторождений / Д. А. Кустышев [и др.] // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 3. – С. 103–107.
3. Нифантов, В. И. Эффективность ремонта газовых скважин на завершающей стадии разработки месторождений / В. И. Нифантов [и др.] // Обз. информ. Сер.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 65 с.
4. Поп, Г. С. Техничко-экономический анализ результатов воздействия технологических жидкостей на призабойную зону продуктивных пластов газоконденсатных месторождений / Г. С. Поп [и др.] // Обз. информ. Сер.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭГазпром, 1995. – 101 с.
5. Ткаченко, Р. В. Экологически чистые технологические растворы для капитального ремонта скважин / Р. В. Ткаченко [и др.] // Разработка газонефтяных месторождений на современном этапе: Сб. тр. Кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений» Института нефти и газа. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. – Вып. 3. – С. 127–131.
6. Ангелопуло, О. К. Буровые растворы для осложненных условий / О. К. Ангелопуло [и др.]. – М.: Недра, 1988. – 134 с.
7. Пат. 2309177 РФ. Состав для блокирования призабойной зоны пласта высокой проницаемости или трещин, образующихся в процессе гидравлического разрыва пласта и закрепленных проппантом, и глушения газовых скважин / В.Б. Обиднов, А.В. Кустышев, Р.В. Ткаченко и др. (РФ). – № 2006116076, Заяв. 10.05.06; Опубл. 27.10.07, Бюл. № 30.
8. Гейхман, М. Г. Теория и практика капитального ремонта газовых скважин в условиях пониженных пластовых давлений / М. Г. Гейхман [и др.]. – М.: ИРЦ Газпром. 2009. – 208 с.
9. Обиднов, В. Б. Гидрофобные и блокирующие растворы для капитального ремонта скважин в условиях АНПД / В. Б. Обиднов [и др.] // Проблемы интенсификации скважин при разработке газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений: Сб. кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». – Тюмень: Изд-во «ТюмГНГУ». – 2005. – Вып. 2. – С. 156–160.