УДК 622.279.7

Изоляция притока пластовых вод с помощью колтюбинговой установки на газовых месторождениях Западной Сибири

Water Shutoff with the Use of Coiled Tubing at Gas Fields of Western Siberia

Ю.В. ВАГАНОВ, Тюменский государственный нефтегазовый университет,
А.В. КУСТЫШЕВ, ООО «ТюменНИИгипрогаз»,
Э.Ш. МАМЕДКАРИМОВ, ООО «Норд-сервис»

Yu.V. VAGANOV, Tyumen State Oil and Gas University,
A.V. KUSTYSHEV, LLC TyumenNIIgiprogaz,
E.Sh. MAMEDKARIMOV, LLC Nord-service

В процессе длительной эксплуатации газовых скважин все возрастающее негативное воздействие на продуктивные коллекторы оказывает пластовая вода. Это четко прослеживается на опыте разработки истощенных залежей Медвежьего, Уренгойского и Ямбургского месторождений, где в настоящее время, в период падающей добычи, возникли и прогрессируют процессы, отрицательно влияющие на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) продуктивных пластов и приводящие к снижению дебитов газа (нефти) [1].

Объективно многие газовые месторождения на севере Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки, где имеет место интенсивное поступление пластовой жидкости и ее накопление на забоях скважин, что часто приводит к самозадавливанию скважин и глушению продуктивного пласта. Одним из главных отрицательных последствий обводнения продуктивных интервалов является разрушение призабойной зоны пласта (ПЗП) с образованием в стволе и на забое песчано-глинистых пробок (ПГП) [2, 3].

Успешность технологий ограничения водопритоков и повышение продуктивности скважин по нефти и газу определяется тем, насколько выбранный механизм их реализации соответствует механизму возникновения водопроявлений [4].

Эффективность водоизоляционных работ на газовых месторождениях, эксплуатирующих сеноманскую залежь (Уренгойское, Ямбургское,

А.В. Кустышев (слева) и Ю.В. Ваганов
A.V. Kustyshev (at the left) and Yu.V. Vaganov

Formation water has an ever increasing negative impact on the producing reservoirs during long-lasting operation of gas wells. This is confirmed by the experience of developing depleted reservoirs of Medvezhye, Urengoyskoye and Yamburgskoye fields where we currently observe progressive processes that have a negative impact on porosity and permeability properties of the producing formations and lead to reduction of gas (oil) output [1].

Objectively, many gas fields in the northern part of Western Siberia are mature ones with intensive inflow of formation water and its accumulation in well bottoms what leads to self-killing of such

Заполярное, Медвежье), составляет около 80% [3].

При этом процесс выбора и проведения необходимой технологии водоизоляционных работ осложняется дополнительными факторами, такими как:

- падение пластового давления;
- подъемом газоводяного контакта (ГВК);
- низкие температуры окружающей среды в зимний период работы, что сказывается на условиях приготовления и закачивания состава в скважину;
- высокая проницаемость сеноманского коллектора – до 1 мкм^2 и более;
- высокая расчлененность газонасыщенного пласта по проницаемости в совокупности со значительной толщиной пласта – свыше 100 м.

В этих условиях к технологии проведения работ по ограничению водопритока к забою газовой скважины предъявляются дополнительные требования:

- работы должны проводиться без глушения скважины, с применением колтюбинговых установок;
- изоляционный состав должен обладать селективностью, обеспечивающей избирательное снижение проницаемости лишь водонасыщенной части пласта при закачивании изолирующих реагентов по всей его толщине, при этом проницаемость по газу не должна снижаться.

Основной причиной недостаточной успешности водоизоляционных работ на газовых месторождениях Западной Сибири является отсутствие высокоэффективных водоизоляционных композиций и технологий проведения работ. Так, например, на Медвежьем месторождении водоизоляционные работы проводятся в два этапа путем закачивания геля кремниевой кислоты, образующейся смешиванием на устье силикатного реагента «Монасил» (модернизированный натриевый силикат) и органической (лимонной) кислоты с докреплением водоизолирующего экрана тампонажным порландцементом ПЦТ1-50, что, в свою очередь, исключает избирательное воздействие тампонажного состава на продуктивный пласт и в конечном итоге ведет к снижению дебитов газа [3, 5].

При этом работы проводятся с предварительным глушением скважины, что является одной из причин снижения газогидропроводности ПЗП за счет проникновения частиц и фильтра жидкости глушения и последующей кольматации пород или создания в них блокирующих зон на пути

wells and producing formations. Destruction of bottomhole zone and appearance of sandy-clayey plugs in a wellbore – these are the main negative consequences of water encroachment of producing horizons [2, 3].

The success of this or that technique aimed at stopping water inflow and increasing the productivity of a well can be judged by whether this or that water shutoff technique matches the mechanism of water inflow [4].

Water shutoff efficiency at the gas fields exploiting the Cenomanian reservoir (Urengoyskoye, Yamburgskoye, Zapolyarnoye and Medvezhye fields) is around 80% [3].

Moreover, it is worth mentioning that the process of selection and implementation of the necessary water shutoff technology is complicated by the following factors:

- formation pressure decline;
- rise in gas-water contact (GWC);
- low ambient temperature during winter time, what affects the process of preparing and injecting a compound into a well;
- high permeability of the Cenomanian reservoir – up to 1 μm^2 and above;
- high compartmentalization of the gas saturated bed in terms of permeability coupled with considerable thickness of the formation – more than 100 m.

The abovementioned conditions stipulate additional requirements for water shutoff operations in a gas well:

- operations should be conducted without well kill with the use of coiled tubing;
- water shutoff compound shall be a selective one to ensure reduction in permeability of only the water-saturated part of the formation while leaving the permeability of gas-saturated formation parts unchanged.

The main reason for insufficient success of water shutoff operations at Western Siberian gas fields is the lack of highly-efficient water shutoff compounds and proper job techniques. For example, at the Medvezhye field water shutoff operations are done in two stages: injecting silica gel, which is produced at the wellhead by mixing silicate agent “Monasil” (modernized sodium silicate) and organic (citric) acid; and reinforcing the waterproof effect of the compound by adding Portland cement type ‘ПЦТ1-50’, what eliminates selective effect of the plugging compound in the producing formation and finally leads to a reduction in gas flow 3, 5].

In the abovementioned case the wells were killed before performing all the operations.

движения газа к забою скважины. Причем существенно меняются физико-механические свойства пород пласта и ПЗП, снижается прочность пласта, что впоследствии приводит к его разрушению.

Известно, что методы, направленные на ограничение притока вод в добывающих скважинах, основаны на применении водоизолирующих композиций из нескольких химических реагентов, каждый из которых имеет свои специфические свойства. При этом ассортимент химических реагентов для ограничения водопритоков можно разделить на два класса – водоизолирующие и вспомогательные [6].

Водоизолирующие продукты играют главную роль при образовании закупоривающего материала. В зависимости от физико-химического процесса образования закупоривающего материала все водоизолирующие продукты делятся на три класса: осадкообразующие, гелеобразующие и отверждающиеся. Причем такие материалы, как полимеры кислот акрилового ряда, относятся и к первому, и ко второму классам.

Вспомогательные продукты выполняют роль отвердителей, осадителей, стабилизаторов, наполнителей или модификаторов, регулирующих физико-химические и эксплуатационные свойства водоизолирующих составов.

В настоящее время при ремонтно-водоизоляционных работах (РИР) в скважинах используются следующие тампонажные материалы [1, 7]:

- смеси на базе минеральных вяжущих веществ;
- смеси на базе органических вяжущих материалов – полимерные тампонажные материалы;
- растворы, приготовленные на базе минеральных вяжущих тампонажных материалов с различными облагораживающими добавками – цементно-полимерными растворами;
- многокомпонентные тампонажные смеси;
- сжимающиеся тампонажные материалы и др.

При этом предпочтение при проведении водоизоляционных работ следует отдавать материалам и методам селективного действия. Однако и селективные технологии не обладают абсолютной избирательностью. Показателем селективности метода является степень его избирательного снижения продуктивности обводненных интервалов по сравнению с нефтегазонасыщенными. Чем больше степень

This is one of the reasons for reducing gas and water conductivity of the bottomhole formation zone due to penetration of killing fluid parts, subsequent clogging of the rock and creation of deadlocked zones preventing gas motion to the bottomhole. Moreover, physical and mechanical properties of the formation rock change considerably, formation becomes less strong and stable resulting in its failure.

It is a well-known fact that techniques of water shutoff in producing wells are based on the use of water shutoff compounds consisting of several chemical agents, each of them having its own specific properties. At the same time the whole range of water shutoff chemical agents can be divided into two main classes – water shutoff agents and auxiliary agents [6].

Water shutoff products play a crucial role in the process of plugging material formation. Depending on physical and chemical process of plugging material formation all the water shutoff products can be divided into three classes: sediment-forming products, gel-forming and hardening ones. At the same time such materials as polymers of acrylic acids belong to the first and to the second class.

Auxiliary products fulfill a function of hardening, precipitating, stabilizing, filling or modifying agents that regulate physical-chemical and performance properties of water shutoff compounds.

The following plugging materials are currently used in wells during squeeze jobs [1, 7]:

- compounds based on mineral binding materials;
- compounds based on organic binding agents – polymer plugging materials;
- solutions prepared on the basis of mineral binding materials with various additives – polymer-cement slurries;
- multicomponent plugging materials;
- compressible plugging materials and others.

It is worth mentioning that one should prefer selective materials and techniques for water shutoff operations. However, even selective techniques do not ensure absolute selectivity. The degree of selective reduction in productivity of water-saturated sections of formation compared to oil or gas-saturated ones – this serves as a selectivity indicator of a given method. The higher the degree of reduction in formation water inflow – the higher the selectivity of the method.

Under the conditions of low reservoir pressure it is preferable to use the techniques that do

снижения притока пластовых вод, тем выше селективность метода.

В условиях низких пластовых давлений предпочтительными являются технологии, исключающие глушение скважины и загрязнение ПЗП продуктами глушения.

При проведении изоляционных работ с помощью гибкой трубы (ГТ) к тампонирующим смесям предъявляются следующие дополнительные требования, обоснованные специфичностью проведения операции:

- смесь должна обладать хорошей текучестью и сохранять это свойство в процессе закачивания и продавливания в пласт;
- раствор должен обладать минимальной водоотдачей для предотвращения преждевременного загустевания;
- раствор должен быть седиментально стабильным, чтобы в нем в состоянии покоя не образовывались каналы, заполненные дисперсионной средой (водой);
- сопротивление неподвижного раствора фильтрации пластовых вод должно быть по величине не менее избыточных пластовых давлений, а также перепада давлений между близко расположенными проницаемыми горизонтами в скважине;
- сроки схватывания должны легко регулироваться, чтобы начало схватывания смеси превышало время всей операции по закачивании ее в пласт на 10–15 минут;
- смесь должна быть устойчива к разбавлению пластовыми водами, иметь высокие значения структурно-механических свойств;
- смесь должна сохранять стабильность при температуре и давлении скважины на время проведения водоизоляционных работ.

Учитывая вышеперечисленные требования к составам, а также горно-геологические условия проведения работ (падение пластового давления, расчлененность газонасыщенного пласта по проницаемости в совокупности со значительной толщиной пласта) предлагается проведение водоизоляционных работ осуществлять с использованием составов гидрофобизирующих поровое пространство коллектора. Использование данных составов наряду со снижением продуктивности обводненных интервалов ведет к повышению проницаемости нефтегазонасыщенных интервалов пласта. К таким составам относятся разработанные И.И. Клещенко и А.К. Ягафаровым кремне-органические гидрофобные составы для селективной изоляции пластовых вод в нефтяных скважинах [8].

not require well killing and allow avoiding contamination of the bottomhole formation zone with well kill products.

When conducting water shutoff operations with the use of coiled tubing unit the following additional requirements for plugging compounds should be met:

- the compound shall have good fluidity and should be able to retain this property during the process of injecting and squeezing into the formation;
- the compound shall have low water loss properties to prevent its premature thickening;
- the compound shall be sedimentally stable, so that to eliminate formation of cavities and channels filled with dispersive medium (water) when compound is in a standstill state;
- static compound's resistance to formation waters filtering shall be no less than excessive formation pressure, as well as pressure differential between the closely adjacent permeable beds in a well;
- compound's setting time shall be easy to regulate in order to ensure that the compound starts setting 10-15 minutes after the completion of a squeeze job;
- compound shall be resistant to dilution by formation waters and shall have good structural-mechanical properties;
- compound shall remain stable under the conditions of well's temperature and pressure for the whole period of squeeze job.

Taking into account the abovementioned requirements and geological conditions (formation pressure decline, high compartmentalization of the gas-saturated bed in terms of its permeability, considerable thickness of the formation) it is proposed to conduct squeeze jobs with the use of compounds that will hydrophobize the pore volume of the reservoir. The use of such compounds along with reduction in productivity of watered intervals will lead to an increased permeability of oil and gas-saturated beds of the formation. These are organosilicon hydrophobic compounds for selective water shutoff jobs in oil wells developed by I.I. Kleschenko and A.K. Yagafarov [8].

Organosilicon water shutoff compounds can be used in a wide range of formation temperatures (0–200 °C) regardless salt content in formation waters. Compounds' congealing temperature is below minus 40 °C, what is especially important for the northern parts of Western Siberia [4].

The results of practical application of such compounds at oil fields are specified in Table 1 [9].

Водоизолирующие составы на основе кремнийорганических соединений могут использоваться в широком интервале пластовых температур (0–200 °С) независимо от степени минерализации пластовых вод. Температура замерзания реагентов ниже минус 40 °С, что особенно важно в условиях севера Западной Сибири [4].

Результаты практического применения данного состава на нефтяных месторождениях представлены в таблице 1 [9].

В результате проникновения состава в водонасыщенные части пластов формируются зоны, состоящие из пористой среды, насыщенной

Таблица 1 – Результаты применения кремнеорганической изоляционной композиции на нефтяных скважинах
Table 1 – Results of organosilicon compounds application at oil wells

Месторождение, площадь Field, area	*Пласт Bed*	*Дебит до изоляции, м³/сут Flow rate before squeeze job, m³/day*		*Дебит после изоляции, м³/сут Flow rate after squeeze job, m³/day*	
		нефти oil	*воды water*	*нефти oil*	*воды water*
Восточно-Пякутинская Vostochno-Pyakutinskaya	*$БС_{10}$*	*4,1*	*20,5*	*7,8*	*–*
Ермаковское Yermakovskoye	*$АВ_{2-1}$*	*1,0*	*6,0*	*9,3*	*21,7*
Ван-Еганское Van-Yeganskoye	*$ПК_{13}$*	*2,83*	*2,57*	*3,7*	*–*
Барсуковское Barsukovskoye	*$АС_4$*	*9,3*	*177,2*	*60,6*	*15,2*
	$БС_{11}$	*пленка film*	*89,0*	*2,0*	*6,7*
Ем-Еговское Yem-Yegovskoye	*викул. vikul.*	*2,9*	*8,7*	*10,7*	*0,6*
	–/–	*3,5*	*10,5*	*11,2*	*2,8*
	То же The same	*3,5*	*5,1*	*6,8*	*0,4*
Нивагальское Nivagelskoye	*$АВ_{2-1}$*	*2,5*	*47,5*	*24,5*	*–*

Таблица 2 – Результаты воздействия водоизолирующего состава на керны пласта $ПК_1$ (абсолютная газопроницаемость $К_{пр}$ = 676,00 мкм²·10⁻³)
Table 2 – Results of core (bed 'ПК$_1$' with absolute gas permeability ($К_{perm}$) of 676.00 μm²·10⁻³) treatment with water shutoff compound

Фильтрующий флюид Filtrating fluid	*Профильтровано флюида Volume of fluid filtered*	*Расход при фильтрации, см³/час Pressure Flow rate during filtration, cm³/hour*	*Перепад давления, кПа Pressure differential, kPa*	*Градиент давления, кПа/м Pressure gradient, kPa/m*	*Проницаемость, мкм²·10⁻³ Permeability, μm²·10⁻³*	*Коэффициент восстановления проницаемости по газу, ед Gas permeability restoration coefficient, units*	*Коэффициент восстановления проницаемости по керосину, ед Kerosene permeability restoration coefficient, units*
Метан Methane	*8,22*	*3000,0*	*0,624*	*20,72*	*614,00*	*1,00*	*–*
Керосин Kerosene	*5,22*	*425,15*	*10,005*	*332,38*	*603,90*	*–*	*1,00*
Керосин + Гелеобразующий состав Kerosene+ +gelling agent	*1,02*	*10,00*	*0,241*	*8,47*	*–*	*–*	*–*
Керосин Kerosene	*0,53*	*10,00*	*0,241*	*8,02*	*–*	*–*	*–*
Гелеобразующий состав Gelling agent	*0,42*	*10,00*	*0,345*	*11,48*	*–*	*–*	*–*
Керосин Kerosene	*0,57*	*10,00*	*0,310*	*10,30*	*–*	*–*	*–*
Загуститель Thickening agent	*0,12*	*10,00*	*0,521*	*17,32*	*–*	*–*	*–*
Керосин Kerosene	*6,11*	*327,22*	*10,002*	*332,30*	*464,90*	*–*	*0,77*
Метан Methane	*8,32*	*2054,13*	*10,005*	*332,41*	*26,20*	*0,04*	*–*

Таблица 3 – Результаты применения изоляционных композиций на газовой скважине Ямбургского месторождения
Table 3 – Results of water shutoff compounds application at a gas well of Yambergskoye field

	Режимы работы скважины до ремонта Well operation parameters before treatment				*Режимы работы скважины после ремонта Well operation parameters after treatment*			
Диаметр диафрагмы,мм Diaphragm diameter, mm	*Q газа, тыс.м³/сут Q of gas, thousand m³/day*	*Q воды,м³/сут Q of water, m³/day*	*$P_{заб}$,МПа P,MPa*	*$T_{заб}$, °С T, °C*	*Q газа, тыс.м³/сут Q of gas, thousand m³/day*	*Q воды,м³/сут Q of water, m³/day*	*$P_{заб}$,МПа P,MPa*	*$T_{заб}$, °С T, °C*
22,03	*319,7*	*96*	*5,56*	*9*	*403,4*	*82,95*	*5,67*	*14,2*
25,08	*390,6*	*144*	*5,31*	*10*	*487,6*	*89,66*	*5,42*	*14,7*
30,03	*489,1*	*171,84*	*4,88*	*11*	*621,6*	*110,59*	*5,06*	*14,7*

полимерной массой, вязкость которой по мере роста концентрации возрастает вплоть до полной потери текучести. При этом проницаемость в углеводородонасыщенных интервалах почти полностью сохраняется. Реакция гидролиза происходит только за счет связанной воды с образованием на поверхности каналов полимерной пленки. В результате реакции поликонденсации образуется гидрофобная поверхность, которая снижает фильтрационные сопротивления по воде и увеличивает фазовую проницаемость для углеводородов (УВ).

В результате закачивания и продавливания в пласт гидрофобизирующей жидкости закачанный состав примет форму оболочки, нижняя часть которой становится непроницаемой для воды, а верхняя часть выносится в скважину при ее пуске в работу [10].

Результаты практического применения кремнеорганического состава на нефтяных скважинах показали довольно высокую эффективность действия в широких пределах проницаемостей пород-коллекторов.

С целью возможности применения данного состава в газовых скважинах, эксплуатирующих высокопроницаемую сеноманскую залежь, проведены лабораторные исследования предлагаемого состава на модели прискважинного фильтра (керн). Керн представляет собой газонасыщенный образец горной породы с проницаемостью до 1 мкм² и с остаточной водонасыщенностью, результаты лабораторных исследований представлены в таблице 2.

В результате проведенных исследований была определена оптимальная концентрация составляющих реагентов для проведения работ в газовых скважинах в условиях эксплуатации сеноманской залежи Ямбургского месторождения.

The compound penetrates into the water-saturated parts of a formation creating porous zones saturated with polymer material, viscosity of which increases with the increase of its concentration up to the complete loss of fluidity. At the same time permeability of the intervals saturated with hydrocarbons remains almost at the same level. Hydrolytic reaction takes place only due to bound water and results in creation of a polymer film on the surface of the channels. As a result of polycondensation, a hydrophobic surface is created that reduces water filtration resistance and increases phase permeability for hydrocarbons.

As a result of injecting and squeezing hydrophobizing fluid, the compound takes the shape of an envelope lower part of which becomes impermeable for water while the upper part is carried out into a well when it is brought into production [10].

Practical application of organosilicon compounds at oil wells showed quite good performance of such compounds in a wide range of reservoir permeability values.

The proposed compound was subject to laboratory tests on the core to check the possibility of its application at gas wells drilled to the highly-permeable Cenomanian reservoir. The core is a gas-saturated piece of rock with permeability of up to 1 μm² and residual water saturation. The results of laboratory tests are specified in Table 2.

As a result of the tests there was identified the optimal concentration of component chemical agents for application at gas wells exploiting the Cenomanian reservoir of Yamburgskoye field.

The technology employing coiled tubing unit is as follows: coiled tube is run into the production string to flush the bottomhole in order to remove

Технология работ на скважине с использованием гибких труб (ГТ) заключается в следующем. Через ГТ, спущенные в лифтовую колонну (ЛК), проводят промывку забоя скважины с целью удаления образовавшихся ПГП, с выходом газа на факельную линию, и поднимают ГТ в башмак ЛК.

Затем в интервал перфорации, через кольцевое пространство между ГТ и ЛК, закачивают гидрофобизирующий состав, образующий водоизоляционный экран и оттесняющий пластовые воды от забоя в глубину пласта по радиусу.

При подходе первой порции раствора к башмаку ЛК закрывают затрубное пространство скважины и продавливают состав в пласт. В случае увеличения устьевого давления выше допустимого необходимо проводить продавливание состава импульсами.

После этого через кольцевое пространство между ГТ и ЛК проводится закачивание и продавливание в пласт гелеобразователя в объеме ЛК. Затем проводится спуск ГТ в интервал ГВК и во внутреннее пространство ГТ закачивают и продавливают в пласт загуститель. Проводят обратную промывку скважины, поднимают ГТ из скважины и скважину оставляют на реагирование под давлением.

По данной технологии проведены водоизоляционные работы на газовой скважине Ямбургского месторождения. Результаты работ представлены в таблице 3.

В результате проведенных опытно-промышленных работ на газовой скважине Ямбургского месторождения, в условиях падающей добычи сеноманской залежи, достигнуто снижение дебита пластовой жидкости на 40%, а также увеличение дебита газа на 30%.

В целом проведенные исследования и практическое применение показали высокую эффективность изолирующего действия водоизоляционного состава на основе кремнеорганических соеднений в широких пределах проницаемостей пород-коллекторов, включая низкопроницаемые разности, а также коллекторы, которые имеют высокую проницаемость (до 1 мкм^2).

Достоинством состава также является то, что его применение позволяет регулировать степень изоляции обработанных интервалов путем изменения соотношения компонентов. В то же время использование колтюбинговой установки позволило проводить водоизоляционные работы без глушения скважины, сохранив продуктивные характеристики сеноманского коллектора.

sandy-clayey plug; gas is supplied to the flare line. Then the coiled tube is pulled up to the production string shoe.

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Кустышев, А. В. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири. – М.: ООО «Газпром экспо», 2010. – 255 с.
2. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: Учеб. пособ. / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 344 с.
3. Рахимов, Н. В. Водоизоляционные работы с использованием колтюбинговой техники и полимерных составов на скважинах Уренгойского НГКМ / Н. В. Рахимов [и др.] // Обз. информ. Сер.: Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ООО «Газпром экспо», 2012. – 88 с.
4. Клещенко, И. И. Оптимизация эксплуатации водопескопроявляющих скважин нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири / И. И. Клещенко [и др.] // Сб. науч. тр. ТО РАЕН. – Тюмень: 2009. – С. 282–306.
5. Газпром 2-3.3-516-2010 Технологии изоляции притока пластовых вод в газовых и газоконденсатных скважинах в условиях аномально низкого пластового давления с помощью колтюбинговых установок на месторождениях Западной Сибири. – М.: ООО «Газпром экспо», 2011. – 27 с.
6. Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин: Учеб. пособ. / Г. П. Зозуля, А. В. Кустышев, В. П. Овчинников, Ю. В. Ваганов, В. В. Дмитрук, М. Г. Гейхман. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 372 с.
7. Ремонт нефтяных и газовых скважин / Под ред. Ю.А. Нифонтова. – С.-Пб.: АНО НПО «Профессионал», 2005.- 914 с.
8. Пат. 1078036 СССР. Е 21 В 43/32. Состав для селективной изоляции пластовых вод в нефтяных и газовых скважинах / И.И. Клещенко, В.И. Овчинников, В.Е. Пешков, А.К. Ягафаров (СССР).- № 3496314, заяв. 18.06.82; опубл. 07.03.84, бюл. № 9.
9. Ягафаров, А. К., Курамшин, Р. М., Демичев, С. С. Интенсификация притоков нефти из скважин на месторождениях Западной Сибири.- Тюмень: Изд-во «Слово», 2000.- 224 с.
10. Пат. 2247224 РФ. Е 21 В 33/13. Способ изоляции притока пластовых вод в нефтяные и газовые скважины / С.К. Сохошко, И.И. Клещенко, А.П. Телков, А.К. Ягафаров, Ю.В. Сухачев и др. (РФ).- № 2002112144, заяв. 06.05.02; опубл. 20.11.05, бюл. № 6.