

Опыт применения компанией «Регион» колтюбинговых технологий для интенсификации добычи. Обзор и методология

Company's Experience of Applying Coiled Tubing Technologies to Well Stimulation. Overview and Methodology

А.А. МОСКВИТИН, кандидат физико-математических наук, заместитель начальника
проектно-технологического отдела ООО «Регион»

A. MOSKVITIN, Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Deputy head of Design and technology department, Region LLC

Наиболее широко применяемой технологией интенсификации добычи углеводородов во всем мире является проведение кислотной обработки пласта. При проведении кислотных обработок пласта широкое распространение получило применение колтюбинговых установок. Использование гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) позволяет обеспечить эффективное размещение кислотных составов в непосредственной близости от перфорационных каналов, а также осуществить селективное воздействие на выделенные горизонты в случае совместной эксплуатации пластов с различными фильтрационно-емкостными характеристиками.

Методология подготовки и проведения работ по кислотной обработке пласта с применением колтюбинга

Анализируя опыт ведущих сервисных компаний в нефтегазовой отрасли, можно сделать вывод, что для успешного выполнения кислотной обработки пласта с целью интенсификации притока углеводородов в скважину прежде всего необходимо определить тип повреждения пласта именно целевой скважины, далее разработать рецептуру составов для растворения этого повреждения и технологию проведения работы.

Определение типа повреждения пласта

На начальном этапе подготовки плана работ необходимо выяснить причину неудовлетворительной работы скважины. Для этого проводится сбор и анализ данных по скважине-кандидату, а также по соседним скважинам на этом месторождении.

На этапе сбора и анализа данных по скважине выполняется:



Matrix acidizing is the most widely used well stimulation technology worldwide. Coiled tubing units gained widespread currency when doing acid treatment. Using coiled tubing (CT) enables effective placement of acid blends in proximity to perforations and carrying out a selective treatment of the target intervals in case of a simultaneous operation of the production intervals with different reservoir properties.

Methodology for Preparation and Handling Acid Treatment Using Coiled Tubing

When analyzing the experience of the leading service oil and gas companies, it can be concluded that for the successful implementation of acid treatment to enhance hydrocarbon inflow into the well, first of all, one is required to: Identify the type of formation damage of the target well, further design handling technology and acid mixture with additives to dissolve the damage.

Determining the Type of Formation Damage

At the initial stage of operation plan preparation, one is required to determine the cause of unsatisfactory well performance. For this purpose, data acquisition and analysis on the well candidate and neighboring wells is to be done.

Unavoidable steps at this stage:

- analysis of well drilling process;
- analysis of logging data in the openhole, analysis of logging data interpretation results, including table of layers analysis;
- re-interpretation of logging data in open hole, calculating the porosity, permeability, water saturation, picking target intervals, picking water-

- анализ хода бурения скважины;
- анализ данных ГИС в открытом стволе, результатов интерпретации ГИС, в том числе анализ таблицы пластов;
- переинтерпретация данных ГИС в открытом стволе, вычисление пористости, проницаемости, водонасыщенности, выделение целевых интервалов, выделение водонасыщенных горизонтов;
- переинтерпретация данных ГИС и ГДИС, проведенных на этапе эксплуатации скважины;
- анализ данных по месторождению.

Следует отметить, что любая технологическая операция в скважине (бурение, цементирование, перфорация, эксплуатация, ремонт, интенсификация) потенциально выступает причиной повреждения.

Рассмотрим основные механизмы возникновения повреждений при таких операциях, как бурение и цементирование. Фильтрат раствора может приводить:

- к образованию полимерной корки (см. рис. 1 и раздел «Промывка интервала перфорации и колонны НКТ пенным раствором»);
- к изменению смачиваемости породы;
- к набуханию и диспергированию глин;
- к миграции тонких частиц диспергированной породы.

Кроме того, твердая фаза раствора вызывает проникновение и закупорку поровых каналов и системы естественных трещин частицами утяжелителя (например: барит, мраморная крошка), шлама, коагулирующих агентов (например: органические материалы, мраморная крошка) (см. раздел «Деэмульгирующий раствор для инверторной нефтеэмульсии»), частиц цемента.

Проникновение бурового или цементного раствора как единой системы в пласт является серьезным повреждением пласта и может потребовать более глубокого воздействия, такого как гидравлический разрыв пласта или многостадийной обработки с несколькими циклами удаления различных видов повреждений.

При планировании проведения таких работ, как перфорация и КРС, следует помнить, что жидкость перфорации/КРС должна быть совместима с породой и пластовыми флюидами и возможным фильтратом бурового или цементного раствора.

К числу распространенных повреждений, обусловленных жидкостью перфорации/КРС, относятся:

- образование полимерной корки (рис. 1);
- изменение смачиваемости породы;
- набухание и диспергирование глин;
- миграция тонких частиц диспергированной породы;

saturated horizons;

- re-interpretation of logging data and well testing data conducted at the stage of well operation;
- field data analysis.

It should be noted that any operation in a well (drilling, cementing, perforation, production, well workover, stimulation) can cause a potential formation damage.

Let us consider the basic mechanisms of damage while drilling and cementing. Drilling mud and cement filtrate may result in:

- formation of a polymer cake (see Fig. 1. and p. Washing-out perforation interval and tubing with foam solution);
- changing in rock wettability;
- clay swelling and dispersion;
- migration of dispersed rock fine particles.



Рисунок 1 – Образец деградировавшей полимерной пленки на основе ксантана

Figure 1 – A sample of the degraded polymer xanthan film

Moreover, the penetration of the solid phase causes plugging of the pore channels and the system of natural fractures by weighting agent particles (e.g. barite, marble chips), slurry, bridging agents (e.g. organic materials, marble chips) (see p. Demulsifying solution for the inverter oil-in-water emulsion), cement particles.

Penetration of drilling mud or cement mortar as a whole system into a reservoir is a severe damage and may require a deeper treatment such as hydraulic fracturing or multi-stage treatment with several cycles of removing various kinds of damage.

When planning operations such as perforation and well workover it should be kept in mind that perforation fluid/well workover fluid should be consistent with the rock, formation fluids and possible filtrate of drilling mud or cement mortar.

Among the widespread damage caused by perforation fluid/ well workover fluid are:

- formation of a polymer crust (see Fig. 1);
- changing in rock wettability;
- clay swelling and dispersion;
- migration of dispersed rock fine particles;
- formation of emulsions with formation fluids and filtrate of drilling mud or cement mortar (see Fig.2 and p. Demulsifying solution for the inverter oil-in-water emulsion);

- образование эмульсий с пластовыми флюидами и фильтратом бурового и/или цементного растворов (см. рис. 2 и раздел «Деэмульгирующий раствор для инверторной нефтеэмульсии»);
- образование нерастворимых осадков (см. раздел «Промывка интервала перфорации и колонны НКТ пенным раствором»);
- проникновение и закупорка поровых каналов и системы естественных трещин частицами, которые привнесены в скважину с поверхности.

Для предупреждения двух последних видов повреждений необходимо производить контроль реагентов во время приготовления растворов и контролировать «чистоту» оборудования, которое используется для приготовления растворов. Источниками повреждений при данных работах также выступают:

- частицы горной породы, которые проникают и закупоривают поровые каналы и системы естественных трещин;
- компактификация породы при перфорации;
- неразрушенный гель/эмульсия, которая применялась для временного блокирования пласта при глушении (см. рис. 2 и раздел «Деэмульгирующий раствор для инверторной нефтеэмульсии»).

При эксплуатации скважины миграция тонких частиц породы может вызывать закупорку поровых каналов и/или системы естественных трещин. Также ухудшение работы скважины может быть связано с органическими отложениями (парафины, асфальтены), неорганическими отложениями (солями железа, кальция и магния, калия, натрия; преимущественно карбонатами и хлоридами, которые хорошо растворимы в кислотах).

В результате проведенного анализа данных по скважине должна быть установлена причина неудовлетворительной работы скважины. Если эта причина связана с коломатацией ближней зоны (порядка 1–2 м) призабойной зоны пласта (ПЗП), то такая скважина – потенциальный кандидат для проведения кислотной обработки.

Разработка рецептуры кислотного состава

На следующем этапе необходимо в результате лабораторных исследований установить, является ли выявленное повреждение ПЗП растворимым в какой-либо кислоте или смеси кислот. Если это так, то следует приступить к разработке рецептуры кислотного состава с учетом геолого-технических условий данной скважины.

Как правило, если коллектор представлен карбонатной породой (см. разделы «Замедленный кислотный состав для обработки карбонатного коллектора при высокой пластовой температуре»

- formation of insoluble precipitates (see p. Washing-out perforation interval and tubing with foam solution);
- penetration and plugging of the pore channels and the system of natural fractures by particles inadvertently injected from the surface.

To prevent the latter two kinds of damage, one is required to control over reagents while preparing solutions and the “purity” of equipment used to prepare solutions. Sources of damage are also:

- rock particles that penetrate and plug pore channels and the system of natural fractures;
- rock compactification when perforating;
- unbroken gel/emulsion used to temporarily block the reservoir when killing a well (see Fig. 2 and p. Demulsifying solution for the inverter oil-in-water emulsion).

During production stage, migration of fine rock particles can cause plugging of the pore channels and/or system of natural fractures. Also reason for



Рисунок 2 – Образец устойчивой эмульсии, которая образовалась при взаимодействии жидкости КРС с «неудачным» кислотным составом
Figure 2 – A sample of a stable emulsion formed within well workover fluid interaction with «failed» acid composition

well performance deterioration can be related to organic sediments (paraffins, asphaltenes), inorganic sediments (salts of iron, calcium and magnesium, potassium, sodium; mostly carbonates and chlorides that are well acid soluble).

Following well data analysis, the cause for unsatisfactory well performance is to be clarified. If the reason is due to colmatation of the near-field zone (about 1–2 m) of the bottom-hole area (BHA), this well is a potential candidate for the acid treatment.

Development of Acid Composition Formulation

The next step is to establish based on laboratory tests whether the revealed BHA damage is soluble in any acid or mixture of acids. If that is the case, acid composition formulation is to be developed considering geotechnical conditions of the well.

By and large, if a reservoir is represented by carbonate rock (see p. Retarded acid composition to treat carbonate reservoir at high reservoir temperature and p. Acid formation treatment – 209 m³

и «Кислотная обработка пласта – 209 м³ кислотного раствора»), то более эффективным будет вариант проведения кислотной обработки, которая направлена в первую очередь на растворение самой породы коллектора, и вытравливание новых каналов проводимости в обход существующего повреждения. В случае терригенного коллектора необходимо разрабатывать рецептуру кислотного состава и технологию обработки, направленную именно на само повреждение, так как растворимость самой породы в кислотах низкая.

При планировании лабораторных исследований необходимо предусмотреть:

- разработку рецептур рабочих жидкостей;
- моделирование взаимодействия рабочих жидкостей с возможными кольматантами, пластом и пластовыми флюидами;
- тестирование на совместимость рабочих жидкостей с пластовыми флюидами.

При разработке рецептур рабочих жидкостей учитываются индивидуальные особенности каждой скважины.

В состав рабочих жидкостей в зависимости от выявленных причин неудовлетворительной работы скважины и ее геолого-технических особенностей могут входить:

- кислоты (соляная/плавиковая/органическая);
- замедлители кинетики растворения;
- ингибиторы кислотной коррозии;
- модификаторы реологических свойств рабочих растворов;
- ПАВ (ионогенные и неионогенные);
- специальные деэмульгирующие реагенты;
- реагенты для контроля соединений железа;
- ингибиторы набухания глин.

Для проведения кислотной обработки необходимо четко установить характер повреждения, растворимость повреждения в кислоте, геолого-техническую возможность удаления повреждения без риска инициировать образование нового повреждения. Основными действующими компонентами в растворе могут являться соляная кислота, глинокислота, смеси органических кислот, а также их комбинации.

Разработка технологии проведения работ и подготовка детального плана работ

Правильно разработанная программа добавок и технология проведения обработки позволяет минимизировать риски ухудшения работы скважины от применения кислотного состава.

На этапе подготовки детального плана работ разрабатывается концепция планируемых работ, которая включает в себя:

of acid solution), the more effective will be the acid treatment, which is primarily aimed at the dissolution of the reservoir rock and etching new conductance channels bypassing the existing damage. If sandstone reservoir, one is required to develop acid composition formulation and treatment technology aimed at the very damage, as acid solubility of the rock is low.

When planning the laboratory tests it shall be provided:

- development of treatment fluid formulation;
- modeling of interaction between treatment fluids with possible colmatants, formation and formation fluids;
- compatibility testing of treatment fluids with formation fluids.

When developing treatment fluids formulations, individual characteristics of each well are to be taken into account. The composition of treatment fluids depending on the revealed causes of the poor well performance and its geotechnical features may include:

- acids (hydrochloric/hydrofluoric/organic acids);
- dissolution kinetics retardants;
- acid corrosion inhibitors;
- fluid rheology modifiers;
- surfactants (ionic and non-ionic);
- special demulsifying agents;
- reagents to control over iron compounds;
- clay swelling inhibitors.

Acid treatment requires establishing the nature of damage, damage acid solubility, geological and technical feasibility of damage removal without risk to initiate the new damage. The main active components of the solution can be hydrochloric acid, mud acid, mixtures of organic acids and combinations thereof.

Development of Job Handling Technology and Preparation of a Detailed Operation Plan

Well-designed program of additives and treatment technology minimize risks of well performance deterioration caused by applying acid composition.

Concept of activities scheduled is to be developed at the stage of preparing a detailed operation plan and includes:

- calculations of mechanical and hydraulic loads on coiled tubing, tubing string and production casing, including the coiled tubing weight (when round-trip operations in treatment fluids, including gas and nitrogen);
- calculations of coiled tubing elongation due to mechanical stress, thermal expansion and under the pressure;
- modeling of pumping of treatment fluids into coiled tubing and calculations of pressure distribution

- расчеты механических и гидравлических нагрузок на ГНКТ, колонну НКТ и эксплуатационную колонну, в том числе вес ГНКТ (при спуско-подъемных операциях в рабочих жидкостях, включая азот и газ);
- расчеты удлинения ГНКТ вследствие механического напряжения, теплового расширения и под воздействием давления;
- моделирование закачки рабочих флюидов в ГНКТ и расчеты распределения давления по ГНКТ, НКТ и ЭК при различных технологических режимах закачки для каждого этапа выполнения работ;
- моделирование гидродинамики пласта для выбора оптимальных значений объемов растворов, производительности насосных агрегатов, величины репрессий/депрессий на пласт.

При разработке рецептур рабочих жидкостей и технологии обработки необходимо следовать правилу:

Повреждение определяет выбор основных действующих реагентов и технологию обработки, а геолого-технические условия в скважине определяют программу добавок, а также могут повлиять на технологию обработки.

Приведем несколько примеров работ, которые были проведены компанией «Регион».

Деэмульгирующий раствор для инверторной нефтэмульсии

При проведении КРС в качестве рабочей жидкости использовалась инверторная эмульсия на углеводородной основе с мраморной крошкой в роли кольматанта-блокатора. После освоения скважина не вышла на ожидаемый дебит. Основные характеристики скважины следующие:

- целевой горизонт – песчаник;
- целевой интервал – 5526–5586 м;
- пластовая температура – 132 °С;
- пластовое давление – 27,9 МПа.

Для обработки ПЗС, промывки интервала перфорации и установки ванны под давлением были разработаны комплексные составы, которые позволяют эффективно разрушать эмульсию, очищать кольматант от углеводородной пленки и растворять мраморную крошку. Применение азота позволило провести промывку скважины деэмульгирующим составом, не создавая репрессию на пласт, и эффективно за короткое время освоить скважину. Основные характеристики технологии проведения работ следующие:

- объемы раствора – 5 м³;
- максимальное давление закачки – 21 МПа;
- производительность насосных агрегатов:
 - при закачке азота – 10–35 м³/мин;
 - при закачке жидкостей – 70–100 л/мин;

along coiled tubing, tubing and production casing under different technological modes of pumping for each stage of job;

- reservoir hydromechanics modeling to select the optimal values of solutions volumes, pumping units performance, magnitude of the reservoir repression/depression.

When developing treatment fluids formulations and treatment technology, follow the rule:

Damage determines the selection of the main active reagents and treatment technology, geotechnical conditions in the well determine program of additives and may also affect treatment technology.

Below are some examples of operations that have been carried out by Region.

Demulsifying Solution for the Inverter Oil-in-water Emulsion

A hydrocarbon-based inverter emulsion with marble chips as a bridging agent was used during well workover. After being developed, the well failed to reach the expected flow rate. The main characteristics of the well are:

- Target horizon sandstone
- Target interval – 5526–5586 m
- Reservoir temperature – 132 °C
- Reservoir pressure – 27.9 MPa

Complex formulations have been developed for BHA treatment, washing-out perforation interval and bath installation under pressure, which effectively destroy the emulsion, clean colmatant from hydrocarbon film and dissolve marble chips. Using nitrogen allowed washing-out wells with demulsifying composition without creating reservoir repression and efficient well development in a short time. Key characteristics of job:

- Solution volumes – 5 m³
- Maximum injection pressure – 21 MPa
- Performance of pumping units
 - while injecting nitrogen – 10–35 m³/min
 - while injecting fluids 70–100 l/min
- Treatment time – 24 h

As a result of job done well flow rate grew by 25%.

Washing-out Perforation Interval and Tubing with Foam Solution

The main causes of damage are: several accidents while drilling led to a long filtration of drilling mud (see Fig. 3), perforation fluid was inconsistent with well conditions, which caused sludge formation. Well main characteristics are:

- Target horizon sandstone
- Target treatment interval – 5,561–5,571 m, 5,576–5,597 m
- Reservoir temperature – 139 °C
- Reservoir pressure – 35 MPa

Region proposed to use a combination of foam

- время обработки – 24 ч.

В результате проведенной работы дебит скважины увеличился на 25%.

Промывка интервала перфорации и колонны НКТ пенным раствором

Основные причины повреждений следующие: несколько аварий при бурении привели к длительной фильтрации бурового раствора (рис. 3), жидкость перфорации была несовместимой с условиями в скважине, что спровоцировало образование осадка. Основные характеристики скважины следующие:

- целевой горизонт – песчаник;
- целевой интервал обработки – 5561–5571 м, 5576–5597 м;
- пластовая температура – 139 °С;
- пластовое давление – 35 МПа.

Для обработки ПЗС, промывки интервала перфорации и установки ванны под давлением компанией «Регион» было предложено использовать комбинацию пенных растворов и жидкостей. Применение пенных растворов позволило провести промывку скважины до и после установки кислотной ванны, не создавая репрессию на пласт в условиях глубокого залегания целевых горизонтов, открытых перфорацией, с пластовыми давлениями ниже гидростатического давления. Для создания стабильной пены в условиях высокой температуры применялся специально разработанный состав из нескольких ПАВ (рис. 4). Кроме этого, использование пены позволило существенно сократить количество азота для проведения данных работ. Основные характеристики технологии проведения работ следующие:

- объемы растворов:
 - для промывки пеной – 120 м³;
 - для пенокислотной промывки – 2 м³;
 - для кислотной ванны – 3 м³.
- максимальное давление закачки – 20 МПа.
- Производительность насосных агрегатов:
 - при закачке азота 10–25 м³/мин;
 - при закачке жидкостей – 70–100 л/мин;
- время обработки – 46 ч.

Замедленный кислотный состав для обработки карбонатного коллектора при высокой пластовой температуре

До начала работ скважина стабильно работала с дебитом, ниже ожидаемого. Основным фактором повреждения пласта является использование раствора, в состав которого входили: биополимер, который разлагается при высокой температуре, образуя пленку на поверхности пор, и барит, который использовался в качестве утяжелителя.

- целевой горизонт – известняк;



Рисунок 3 – Образец деградировавшего при условиях фильтрации бурового раствора

Figure 3 – A sample of degraded under formation conditions drilling mud filtrate

solutions and fluids for BHA treatment, washing-out perforation interval and bath installation under pressure. Using foam solutions allowed washing-out well before and after the acid bath installation without creating reservoir repression in deep-lying target horizons opened through perforation with reservoir pressures below hydrostatic pressure. To create stable foam under high temperatures,



Рисунок 4 – Образец стабильной пены для проведения обработок в скважинах с высокой пластовой температурой до 150 °С

Figure 4 – A sample of stable foam for well treatments under high formation temperature up to 150 °С

the company used a specially designed of several surfactants composition (see Fig. 4). Moreover, using foam allowed substantial reduction in the amount of nitrogen to handle operations. Key characteristics of job handling:

Solution volumes for:

- washing-out with foam 120 м³
 - foam-acid washing-out 2 м³
 - acid bath 3 м³
 - Maximum injection pressure 20 МПа
 - Performance of pumping units
 - while injecting nitrogen 10–25 м³/мин
 - while injecting fluids 70–100 л/мин
- Treatment time 46 h

Retarded Acid Composition To Treat Carbonate Reservoir at High Reservoir Temperature

Prior to job commencement, the well consistently showed the flow rate below expectations. The main factor of formation damage is using solutions

- целевой интервал обработки – 5143–5260 м (117 м);
- пластовая температура – 145 °С;
- пластовое давление – 76 МПа.

Для растворения полимерной пленки с поверхности пор породы и вытравливания породы для удаления барита компанией «Регион» был разработан состав кислотного раствора для обработки карбонатных коллекторов (рис. 5–6), скорость реакции которого в 82 раза меньше скорости реакции 15%-го раствора соляной кислоты. Основные характеристики технологии проведения работ следующие:

- объем кислотного раствора – 23 м³;
- максимальное давление закачки – 43 МПа;
- производительность насосных агрегатов:
 - при продавке раствора в пласт – 50–60 л/мин;
- время обработки пласта – 8 ч.

Для контроля скважины при выполнении работ с ГНКТ осуществлялась параллельная закачка рабочей жидкости в кольцевое пространство между колонной НКТ и ГНКТ с дросселированием выходящего потока. Использование замедленного кислотного раствора позволило существенно увеличить объем кислотного раствора, не уменьшая его растворяющую способность, и, как следствие, увеличить глубину обработки пласта.

Проведение данной обработки позволило увеличить дебит скважины на 52%.

Кислотная обработка пласта – 209 м³ кислотного раствора

До начала работ скважина работала методом накопления давления до 9,3 МПа. В течение длительной интенсивной эксплуатации скважины произошло накопление солевых отложений в эксплуатационной колонне и ПЗП, а также частиц породы в поровых каналах и трещинах коллектора с естественной разветвленной системой трещин. Основные характеристики скважины следующие:

- целевой горизонт – известняк;
- целевой интервал обработки – 2568–2991 м (423 м);
- пластовая температура – 67 °С;
- пластовое давление – 13,2 МПа.

Для селективной обработки целевых интервалов пласта доставка кислотных растворов производилась порциями по 20 м³ в различные интервалы фильтра. Для повышения эффективности селективной обработки применялась технология чередования пачек загеленной и незагеленной кислоты.

- Объем кислотного раствора – 209 м³.
- Максимальное давление закачки – 24 МПа.
- Производительность насосных агрегатов:



Рисунок 5 – Образцы модельного керна для определения параметров кинетики растворения разработанного замедленного кислотного состава в жаропрочном коррозионно-стойком стакане высокотемпературного термохимического реактора

Figure 5 – Samples of the simulative core to determine the parameters of the kinetics of dissolution of the designed retarded acid composition in heat-proof and corrosion-resistant cell of high temperature thermochemical reactor



Рисунок 6 – Образец поверхности модельного керна после моделирования взаимодействия разработанного замедленного кислотного состава при пластовых условиях

Figure 6 – A sample of the simulative core surface after modeling interaction of the retarded acid composition under formation conditions

Figure 6 – A sample of the simulative core surface after modeling interaction of the retarded acid composition under formation conditions

composed of: biopolymer that decomposes at high temperature with forming a film on the surface of the pores; barite used as a weighting agent.

- Target horizon limestone
- Target treatment interval 5,143–5,260 m (117 m)
- Formation temperature 145 °C
- Formation pressure 76 MPa

To dissolve polymer film off the surface of the rock pores and etch the rock to remove the barite, Region developed acid solution composition to treat carbonate reservoirs (see Fig. 5 and Fig. 6), which spending time is 82 times less compared to the spending time of 15% hydrochloric acid solution. Key characteristics of job handling:

- Acid solution volume – 23 м³
- Maximum injection pressure – 43 МПа
- Performance of pumping units
 - while punching solution into the formation – 50–60 l/min
- Treatment time – 8 h

To control over the well when operating with coiled tubing, the company implemented simultaneous injection of brine into the annular space between the tubing and coiled tubing with output throttling. Using retarded acidic solution significantly increased acid solution volume without reducing its solubility, and, as

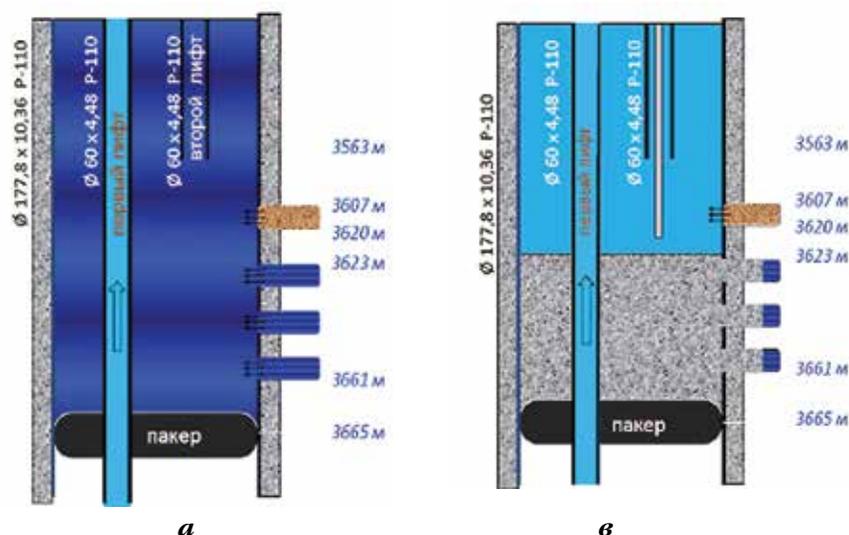


Рисунок 7 – Схема скважины до и после проведения работ водоизоляции

Figure 7 – Well schematic before and after waterproofing operations

– при продавке раствора в пласт – 400 л/мин.

- Время обработки пласта – 9 ч.

Проведение данной обработки позволило получить постоянный приток газа при рабочем давлении на устье 10 МПа.

Представленная выше методология подготовки концепции работ может быть использована и для других типов работ с применением колтюбинга. Как пример рассмотрим работу по водоизоляции и работу по установке ГНКТ в качестве лифтовой колонны.

Водоизоляция в скважине с двухрядным лифтом с использованием микроцемента на углеводородной основе

После вынужденной остановки эксплуатации горизонтов над пакером в скважине с двухрядной колонной НКТ 3 из 4-х интервалов перфорации обводнились (рис. 7а). Энергии пластового флюида верхнего из указанных интервалов перфорации было недостаточно для выноса всей поступающей в скважину жидкости. Скважина заполнилась над пакером пластовой жидкостью до устья, создавая тем самым аварийно-опасную ситуацию разгерметизации пакера и остановки всей скважины на длительный капитальный ремонт.

Для проведения работ по водоизоляции компанией «Регион» было предложено установить цементный мост под давлением для продавки тампонажного материала на основе микроцемента с углеводородной основой в обводненные интервалы перфорации.

Применение ГНКТ позволило разместить указанный цементный раствор непосредственно напротив целевых интервалов перфорации. Благодаря тщательно разработанной технологии закачки и приготовления цементного раствора удалось избежать застывания цементного раствора в ГНКТ и безопасно произвести подъем ГНКТ на поверхность. ▶

a consequence, increased formation treatment depth.

As a result of job done well flow rate grew by 52%.

Acid Formation Treatment – 209 m³ of Acid Solution

Before job commencement, the well operated through pressure accumulation up to 9.3 MPa. Prolonged intensive using of the well caused the accumulation of salt sediments in production string and BHA, as well as rock particles in the pore channels and reservoir cracks with natural branched crack system. Well main characteristics are:

- Target horizon – limestone
- Target treatment interval – 2,568–2,991 m (423 m)
- Formation temperature – 67 °C
- Formation pressure – 13.2 MPa

Placement of the treatment acid fluids was carried out portionwise of 20 m³ into various filter intervals for selective treatment of target intervals. Improvement of selective treatment effectiveness was due to technology of alternating batches of gelled and non-gelled acid.

- Acid solution volume 209 m³
- Maximum injection pressure 24 MPa
- Performance of pumping units
 - while punching solution into the formation 400 l/min
- Treatment time 9 h

This treatment enabled to receive a constant gas flow under flowing surface pressure of 10 MPa.

The above methodology can be used for other types of operations using coiled tubing. Let us consider as an example waterproofing operations and installation of coiled tubing as production string.

Water Shutoff in the Well with Two-row Lift Using Hydrocarbon-based Micro Cement

After the forced shutdown of horizons above the packer in the well with double string, the three of four perforation intervals watered out (see Fig. 7a). Formation fluid energy of the upper of the above ▶

Проведенные работы привели к прекращению поступления воды в затрубное пространство над пакером и позволили восстановить стабильную работу скважины с интервала перфорации над пакером.

Заканчивание скважин с использованием ГНКТ в качестве лифтовой колонны

Большое количество месторождений в Украине находятся на завершающей стадии разработки, которая характеризуется низким пластовым давлением (дебитом) и, следовательно, низкими устьевыми давлениями. Это, в свою очередь, приводит к невозможности выноса жидкости из скважины из-за недостаточной скорости потока флюида и, как следствие, к необходимости частого (раз в несколько дней) принудительного удаления (продувка азотом или газом) жидкости из ПЗС. В ряде случаев решением такой проблемы может являться замена колонны НКТ на колонну труб меньшего диаметра. Однако это требует дополнительных временных и финансовых затрат на мобилизацию персонала и оборудования, монтаж станка КРС, СПО НКТ, демонтаж и демобилизацию.

Реальной альтернативой замены колонны НКТ является использование ГНКТ – Velocity String (или Reeled Completion). (Velocity String – сифонная колонна).

Технология заканчивания скважин Velocity String позволяет поддерживать устьевое давление на уровне, необходимом для непрерывной работы скважины на шлейф при скорости потока флюида в подземном лифтовом оборудовании, достаточной для выноса жидкости.

Преимущества этой технологии по сравнению с заменой колонны НКТ заключаются в том, что она позволяет экономить время и средства на мобилизацию оборудования, спуск ГНКТ в скважину, заканчивание и демобилизацию оборудования. Все эти операции в случае заканчивания скважины с использованием ГНКТ занимают от трех дней. Следует также отметить, что установка Velocity String может производиться на незаглушенной скважине, что положительно влияет на состояние ФЕС породы коллектора.

В качестве иллюстрации результатов применения описанной выше технологии приведем пример использования ГНКТ в качестве лифтовой колонны.

До проведения работ скважина работала нестабильно – во время работы с рабочим давлением 60 атм. При этом выход жидкости из скважины составлял до 0,2 м³ жидкости. Через 3–5 дней необходимо было продувать скважину, и при каждой продувке выход жидкости из скважины составлял в среднем 4 м³ жидкости.

После проведения работ дебит газа составил

перфорации интервалов было недостаточно для удаления всей жидкости, текущей в скважину. Скважина была заполнена пластовой жидкостью выше пакера до устья, что создало опасную аварийную ситуацию по депрессурованию пакера и остановке скважины на длительное время для восстановления.

Для проведения работ по герметизации скважины, Регион предложил установить цементный мостик под давлением для протискивания в скважину цементной суспензии, состоящей из углеводородной микроцемента и заполнителя.

Использование свернутой трубы позволило разместить цементную суспензию непосредственно перед интервалами перфорации. Тщательно разработанная технология инъекции и приготовления цементной суспензии позволила избежать застывания суспензии и безопасно вынуть свернутую трубу на поверхность.

Операции были выполнены успешно, что позволило восстановить нормальную работу скважины и избежать остановки скважины на длительное время.

Well Completion Using Coiled Tubing as Production String Velocity String

Большинство месторождений в Украине находятся на завершающей стадии разработки, что характеризуется низким пластовым давлением (дебитом) и, следовательно, низкими устьевыми давлениями. Это приводит к невозможности выноса жидкости из скважины из-за недостаточной скорости потока флюида и, как следствие, к необходимости частого (раз в несколько дней) принудительного удаления (продувка азотом или газом) жидкости из ПЗС. В ряде случаев решением такой проблемы может являться замена колонны НКТ на колонну труб меньшего диаметра. Однако это требует дополнительных временных и финансовых затрат на мобилизацию персонала и оборудования, монтаж станка КРС, СПО НКТ, демонтаж и демобилизацию.

Реальной альтернативой замены колонны НКТ является использование ГНКТ – Velocity String (или Reeled Completion). (Velocity String – сифонная колонна).

Технология заканчивания скважин Velocity String позволяет поддерживать устьевое давление на уровне, необходимом для непрерывной работы скважины на шлейф при скорости потока флюида в подземном лифтовом оборудовании, достаточной для выноса жидкости.

Преимущества этой технологии по сравнению с заменой колонны НКТ заключаются в том, что она позволяет экономить время и средства на мобилизацию оборудования, спуск ГНКТ в скважину, заканчивание и демобилизацию оборудования. Все эти операции в случае заканчивания скважины с использованием ГНКТ занимают от трех дней. Следует также отметить, что установка Velocity String может производиться на незаглушенной скважине, что положительно влияет на состояние ФЕС породы коллектора.

В качестве иллюстрации результатов применения описанной выше технологии приведем пример использования ГНКТ в качестве лифтовой колонны.

35 тыс. м³/сутки, и выход жидкости из скважины составляет приблизительно 1 м³ (0,1 м³ воды и 0,9 м³ газового конденсата). Скважина работает стабильно и в продувках не нуждается.

Как видно из представленного обзора, применение колтюбинга при проведении кислотных обработок позволяет повысить эффективность обработки за счет точного размещения кислотных составов в интервале повреждения ПЗП и осуществить селективную обработку менее проницаемых участков пласта. Кроме того, представленная методология подготовки концепции обработки позволяет существенно повысить успешность и результативность кислотных обработок за счет правильного выбора стратегии борьбы с повреждением на основании всестороннего изучения причин, которые привели к ухудшению эксплуатационных характеристик целевой скважины. При этом детальное лабораторное исследование планируемых составов рабочих жидкостей, включая кислотные растворы, и их взаимодействие с керном, выявленным повреждением, пластовыми флюидами и продуктами предыдущих обработок, в том числе фильтратом бурового раствора и жидкостей КРС, позволяет минимизировать риски ухудшения фильтрационно-емкостных свойств пласта в результате кислотной обработки. ☉

Before job commencement, well operation was unstable - while operating with flowing wellhead pressure of 60 atm. At that, fluid output out of the well was up to 0.2 m³. After 3 to 5 days it was necessary to blowoff the well, fluid output out of the well averaged 4 m³ per each blowoff operation.

Following job completion, gas flow rate was 35 m³/day, liquid output out of the well is about 1 m³ (0.1 m³ of water and 0.9 m³ of gas condensate). Well operation is stable and requires no kicking.

As can be seen from the overview performed, using coiled tubing when acid treatment can improve treatment efficiency due to precise placement of acidic compounds in BHA damage interval and carry out selective treatment of less permeable layers of the reservoir. Moreover, the methodology to prepare treatment concept can significantly increase the successfulness and effectiveness of acid treatments by selecting the proper strategy of damage combating on the basis of a comprehensive study of the reasons that led to a deterioration of the operating characteristics of the target well. At that, a detailed laboratory study of the expected compositions of treatment fluids, including acid solutions, and their interaction with a core, damage revealed, formation fluids and products of previous treatments by, in particular, drilling mud filtrate and well workover fluids, minimizes risks of deterioration of the reservoir properties following acid treatment. ☉

Наша справка

Компания «Регион» – динамично развивающаяся международная группа компаний, предоставляющая полный спектр услуг по бурению, капитальному ремонту и восстановлению скважин, интенсификации добычи углеводородов во всем мире.

Компания «Регион» основана в 2003 году. Репутация компании как надежного партнера проверена временем и обеспечивается высочайшим профессионализмом персонала, соблюдением мировых стандартов качества и безопасности, применением инновационных технологий и современного оборудования.

Начиная с 2009 года все производственные процессы проходят в полном соответствии с мировыми стандартами, что подтверждают международно признанные сертификаты:

- ISO 9001 – Система менеджмента качества;
- ISO 14001 – Система экологического менеджмента;
- OHSAS 18001 – Система менеджмента труда и производственной безопасности.

Our Reference

Region is a dynamically developing international group of companies providing full range of services in drilling, well workover, well reworking and well stimulation worldwide.

Region was founded in 2003. The company's reputation as a reliable partner was time-proved and is ensured by staff high professionalism, compliance with international quality and safety standards, applying innovative technologies and advanced equipment.

Since 2009, all business processes are in full compliance with international standards as confirmed by internationally accepted certificates:

- ISO 9001 – Quality management system;
- ISO 14001 – Environmental management system;
- OHSAS 18001 – Occupational Health and Safety Assessment Scheme.