

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт	Природных ресурсов
Направление подготовки	Нефтегазовое дело
Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА С УСТАНОВКОЙ ГРАВИЙНОГО ФИЛЬТРА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X

УДК 622.276.66:622.245.65(571.64)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Г	Таланова Валентина Александровна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ГРНМ	Арбузов В.Н	к. ф-м. н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭПР	Шарф И.В.	к. э. н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент каф. ЭБЖ	Немцова О.А.			

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Айкина Т.Ю.	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Заведующий кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ГРНМ	Чернова О.С.	к.г-м.н., доцент		

Томск – 2017г.

Оглавление

Введение	16
1 Геолого-физическая характеристика месторождения	18
1.1 Общие сведения о месторождении	18
1.2 Нефтегазоносность	22
1.3 Физическая характеристика продуктивных пластов	26
1.4 Свойства и состав пластовых флюидов.....	29
1.4.1 Свойства нефти группы пластов объекта.....	29
1.4.2 Свойства нефти пласта #Z	30
1.4.3 Свойства газа и конденсата	31
1.4.4 Свойства пластовых вод	31
1.5 Запасы углеводородов	32
2 Технология проведения гидроразрыва пласта с установкой гравийного фильтра	34
2.1 Состояние разработки	34
2.2 Текущее состояние фонда скважин	37
2.3 Методы заканчивания скважин на месторождении	40
2.4 Информация о рассматриваемой скважине	42
2.5 Технология ГРП с установкой гравийного фильтра	43
2.5.1 Гидравлический разрыв пласта	44
2.5.2 Установка гравийного фильтра.....	51
2.5.3 Осуществление гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра.....	56
3 Расчет технологических параметров гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра.....	65

3.1 Практические расчеты при гидравлическом разрыве пласта и установки гравийного фильтра.....	65
3.3 Расчет технологического эффекта	73
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	79
5 Социальная ответственность	94
5.1 Анализ вредных факторов рабочей зоны	96
5.2 Превышение уровня вибрации	98
5.3 Опасность при работе с токсичными веществами	98
5.4 Анализ опасных факторов	101
5.5 Движущиеся элементы оборудования, грузоподъемные агрегаты.....	101
5.6 Воздействие высокого давления	102
5.7 Пожароопасность.....	103
5.8 Поражение электрическим током (электробезопасность).....	105
5.9 Экологическая безопасность	107
5.10 Меры по снижению негативного воздействия на растительный и животный мир, проведение мониторингов	109
5.11 Безопасность в случае возникновения чрезвычайной ситуации.....	113
5.12 Законодательное регулирование проектных решений	115
Заключение	117
Перечень использованных источников	118
Приложение 1	119

Введение

Компании все чаще сталкиваются с такими проблемами, как снижение продуктивности скважин и вынос песка из пласта восходящим потоком флюида. В процессе эксплуатации скважин дебиты снижаются. С целью их повышения применяются различные методы интенсификации работы нефтяных и газовых скважин.

Метод повышения продуктивности скважин путём проведения гидроразрыва пласта довольно широко применяется в различных регионах России, и зарекомендовал себя, как один из самых эффективных. После проведения ГРП дебит скважины, как правило, резко возрастает.

Все большая часть мировых запасов углеводородов приходится на долю продуктивных пластов в слабосцементированных породах, которые подвергаются разрушению при разработке (вынос песка на поверхность). Компании проявляют интерес к методам устранения выноса песка из скважин путем ремонта существующих или установки новых систем, предотвращающих этот процесс.

Цель работы – исследовать применение гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра на месторождении X, как метод борьбы с пескопроявлением.

Задачи:

- рассмотреть геолого-техническую характеристику месторождения;
- исследовать основные проблемы, встречающиеся на месторождении;

- провести анализ применения и расчет гидроразрыва с установкой гравийного фильтра;
- произвести подбор необходимого оборудования для выбранного метода;
- определить экономический эффект от внедрения мероприятия.

Положения, выносимые на защиту:

- исключение выноса песка из скважин достигается посредством использования гравийного фильтра в сочетании с компоновкой сетчатого фильтра на забое скважины;
- использование кроссовера на исследуемом месторождении является решением проблемы засорения сетчатого фильтра при реализации выбранного метода.

Аннотация

Первый раздел «Геолого-физическая характеристика месторождения» включает в себя общие сведения о районе работ, историю освоения и разработки. Описана нефтегазоводоносность пластов участка, дана характеристика пластов из которых идет добыча нефти, породы которыми сложены, принадлежность к свите и их возраст, геодезические отметки, фильтрационные и емкостные свойства пород – коллекторов. Рассмотрена физическая характеристика насыщающих флюидов, определен сорт нефти, свойства и состав пластовых флюидов.

Отдельным пунктом рассмотрены запасы углеводородов. Приведена оценка запасов, а так же их уточнение.

Второй раздел «Технология проведения гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра».

В данном разделе рассмотрено состояние разработки на текущий период времени, а так же представлено текущее состояние фонда скважин, с целью объяснения выбора скважин-кандидатов на проведение процедуры гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра.

Так же рассмотрены технологии заканчивания скважин применявшиеся на данном месторождении и оценка их эффективности. Анализ результатов выбранных методов заканчивания. Подбор скважины для проведения выбранного мероприятия, описание скважины, пласта вскрываемого ей, пород слагающих пласт. Проблема выноса песка, наблюдающаяся в данной скважине после прорыва воды, не решена, и как метод борьбы с пескопроявлением представляется выбранный метод воздействия на пласт.

Процедура гидравлического разрыва пласта рассматривается как совокупность проведения двух отдельных процедур: гидравлический разрыв пласта и создание гравийного фильтра на забое скважины.

Помимо описания технологии проведения выбранного метода представлен подбор гравия для реализации мероприятия, сетчатого фильтра и внутрискважинного оборудования, с подробным пошаговым описанием. Подобраны необходимая округлость и сферичность гравия, и необходимый зазор сетчатого фильтра.

Методика заканчивания обоснована на работах ученых, проведено исследование гранулометрического состава породы, выносимой из скважины.

Кроме того, в данной главе представлено наземное оборудование необходимое для осуществления мероприятия, и схема расстановки оборудования у устья выбранной скважины.

Третий раздел «Расчет технологических параметров гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра» включает в себя таблицу исходных данных необходимых для расчета и подбора необходимого оборудования.

Приведены практические расчеты определения необходимых объемов жидкости-гидроразрыва, жидкости-песконосителя и продавочной жидкости. Определена масса гравия для реализации данного метода воздействия.

Представленно количество используемых реагентов и их расход на одну скважину-операцию. Использованы формулы для нахождения вертикальной (70–90 МПа) и горизонтальной (20–50 МПа) составляющих горного давления, на основании которых определено значение давления гидравлического разрыва пласта, которое составило 30–40 МПа. Рассчитано устьевое и забойное давление по время проведения процесса.

Подобрано необходимое наземное оборудование, обосновано количество насосных агрегатов, цистерн, бункеров под проппант (гравий). Выбран темп закачки технологических жидкостей на основании паспортных характеристик насосных агрегатов.

Заключением данной части является определение длины (80–100 м) и раскрытости трещины (3–5 см). Дан прогноз развития трещины. Определена проницаемость призабойной зоны пласта после проведения гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра. На основании этих расчетов был получен дебит скважины после внедрения мероприятия и проведено сопоставление с дебитом до проведения мероприятия. Так же представлен расчет скин-фактора разными методами и выбор усредненного значения (от минус 4 до минус 5).

Четвертый раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

Данная глава начинается с расчета объема дополнительно добытой нефти. Рассмотрены затраты на проведение мероприятия, включающие в себя:

- затраты на спецтехнику, являются суммой затрат на аренду спецтехники и ее доставку на место проведения мероприятия. Расчеты основаны на времени необходимом для доставки оборудования на место работ и времени реализации мероприятия составили 1–1,5 млн.руб;

- затраты на материалы и реагенты, представляют собой стоимость всех необходимых для проведения мероприятия химических реагентов с учетом нормы расхода на одну скважина-операцию составили 2–3 млн.руб;

- затраты на оплату труда. Рассчитаны с учетом количества человек в составе бригады осуществляющей работы, северной надбавки, районного коэффициента и премии составили;

– затраты на страховые взносы, которые включают в себя взносы в государственные внебюджетные фонды: Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и страхования от несчастных случаев на производстве;

– затраты условно-переменные – затраты связанные с извлечением дополнительного объема добытой нефти.

Так же в данной главе рассчитаны такие показатели как: выручка от реализации объема дополнительно добытой нефти, экономический эффект от внедрения мероприятия, себестоимость добычи 1 тонны нефти после проведения метода снизилась на 10%, прибыль балансовая, прибыль чистая 3–4 млрд.руб. (с вычетом налога на прибыль) и срок окупаемости мероприятия.

Таким образом, внедрение гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра ведет за собой увеличение среднесуточного дебита скважины, что положительно влияет на прибыль предприятия. Расчет экономической эффективности показывает снижение себестоимости 1 тонны нефти, что так же оказывает влияние на прибыль.

Пятый раздел магистерской диссертации «Социальная ответственность» включает в себя анализ вредных факторов рабочей зоны таких как: влияние на персонал высокого уровня вибрации и утечка токсичных веществ.

Опасные факторы рабочей зоны, рассмотренные в данном разделе это движущиеся элементы оборудования, опасность поражения электрическим током, пожароопасность, взрывоопасность, а так же влияние высокого давления на персонал.

Рассмотрены методы по снижению отрицательного влияния высокого уровня вибрации, список необходимых средств защиты при работе с

токсичными веществами и действия при утечке токсичных веществ и отравлении.

Представлены методы безопасной работы и обслуживания агрегатов с движущимися элементами, предотвращение травм работающего персонала. Безопасные методы работы с агрегатами высокого давления, специальной фонтанной арматурой и манифольдов.

Данный раздел содержит так же электробезопасность персонала и пожаробезопасность.

Так же изложены основные вопросы охраны окружающей среды: экологическая безопасность, меры по снижению негативного воздействия на растительный и животный мир, проведение мониторингов и безопасность в случае возникновения чрезвычайной ситуации.

1. Introduction

Well #N oilfield penetrates into two production horizons from formation group X. The reservoir consists of poorly consolidated sandstone, granulation varies from shallow to medium.

In formations where the sand is porous, permeable and well cemented together, large volumes of hydrocarbons which can flow easily through the sand and into production wells are produced through perforations into the well. These produced fluids may carry entrained therein sand, particularly when the subsurface formation is an unconsolidated formation. Produced sand is undesirable for many reasons. When it reaches the surface, sand can damage equipment such as valves, pipelines, pumps and separators and must be removed from the produced fluids at the surface.

Well N was stopped after water influx and because sand started to go to the well and to the surface. Sand is the big problem of the offshore platform, because abrasion wear occurs with submersible and surface equipment. After the well was stopped the second hole was drilled with fracturing with installation of gravel filter completion.

2. Hydraulic fracturing

Fracturing was first employed to improve production from marginal wells in Kansas in the late 1940s. Following an explosion of the practice in the mid-1950s and a considerable surge in the mid-1980s, massive hydraulic fracturing (MHF) grew to become a dominant completion technique, primarily for low permeability reservoirs in North America. By 1993, 40 percent of new oil wells and 70 percent of gas wells in the United States were fracture treated.

With improved modern fracturing capabilities and the advent of high permeability fracturing (HPF), fracturing has expanded further to become the

completion of choice for all types of wells in the United States, but particularly natural gas wells.

The tremendous advantage in fracturing most wells is now largely accepted. Even near water or gas contacts, considered the bane of fracturing, HPF is finding application because it offers controlled fracture extent and limits drawdown. The rapid ascent of high permeability fracturing from a few isolated treatments before 1993 to some 300 treatments per year in the United States by 1996 was the start to HPF becoming a dominating optimization tool for integrated well completion and production. Today, it is established as one of the major recent developments in petroleum production.

Hydraulic fracturing entails injecting fluids in an underground formation at a pressure that is high enough to induce a parting of the formation. Granulated materials—called “proppants,” which range from natural sands to rather expensive synthetic materials—are pumped into the created fracture as a slurry. They hold open, or “prop,” the created fracture after the injection pressure used to generate the fracture has been relieved.

The fracture, filled with proppant, creates a narrow but very conductive flow path toward the wellbore. This flow path has a very large permeability, frequently five to six orders of magnitude larger than the reservoir permeability. It is most often narrow in one horizontal direction, but can be quite long in the other horizontal direction and can cover a significant height. Typical intended propped widths in low permeability reservoirs are on the order of 0.25 cm (0.1 in.), while the length can be several hundred meters. In high permeability reservoirs, the targeted fracture width (deliberately affected by the design and execution) is much larger, perhaps as high as 5 cm (2 in.), while the length might be as short as 10 meters (30 ft).

In almost all cases, an overwhelming part of the production comes into the wellbore through the fracture; therefore, the original near-wellbore damage is “bypassed,” and the pre-treatment skin does not affect the post-treatment well performance.

Propped hydraulic fracturing consists of pumping a viscous fluid at a high pressure into the production interval so that a two winged, hydraulic fracture is formed. This fracture is then filled with a high conductivity, proppant which holds the fracture open after the treatment is finished. The propped fracture can have a width between 5 mm and 35 mm and length of 100 m or more, depending on the design technique employed and size of the treatment.

An alter nature is to pump acid at a wellbore pressure greater than fracture propagation pressure for a strong inhomogeneous carbonate formation.

Both types of fracturing treatments create conductive paths from deep in reservoir to the wellbore.

In a preliminary sizing and optimization phase, it is imperative to use a simple performance index that describes the expected and actual improvement in well performance due to the treatment.

Fracture length and dimensionless fracture conductivity are the two primary variables that control the productivity index of a fractured well. Dimensionless fracture conductivity is a measure of the relative ease with which produced fluids flow inside the fracture compared to the ability of the formation to feed fluids into the fracture. It is calculated as the product of fracture permeability and fracture width, divided by the product of reservoir permeability and fracture (by convention, half-) length.

It is possible that in certain theaters of operation the practical optimum may be different than the physical optimum. In some cases, the theoretically indicated fracture geometry may be difficult to achieve because of physical limitations

imposed either by the available equipment, limits in the fracturing materials, or the mechanical properties of the rock to be fractured. However, aiming to maximize the well productivity or injectivity is an appropriate first step in the fracture design.

Materials used in the fracturing process include fracturing fluids, fluid additives, and proppants. The fluid and additives act together, first to create the hydraulic fracture, and second, to transport the proppant into the fracture. Once the proppant is in place and trapped by the earth stresses (“fracture closure”), the carrier fluid and additives are degraded in-situ and/or flowed back out of the fracture (“fracture cleanup”), establishing the desired highly-productive flow path. Proppants and chemicals constitute a large share of the total cost to fracture treat a well.

Materials and proppants used in hydraulic fracturing have undergone tremendous changes since the first commercial fracturing treatment was performed in 1949 with a few sacks of coarse sand and gelled gasoline as the carrier fluid.

The fracturing fluid transmits hydraulic pressure from the pumps to the formation, which creates a fracture, and then transports proppant (hence the name carrier fluid) into the created fracture. The invasive fluids are then removed (or cleaned up) from the formation, allowing the production of hydrocarbons. Factors to consider when selecting the fluid include availability, safety, ease of mixing and use, viscosity characteristics, compatibility with the formation, ability to be cleaned up from the fracture, and cost.

Fracturing fluids can be categorized as (1) oil- or water-base, usually “crosslinked” to provide the necessary viscosity, (2) mixtures of oil and water, called emulsions, and (3) foamed oil- and water-base systems that contain nitrogen or carbon dioxide gas. Oil-based fluids were used almost exclusively in the 1950s. By the 1990s, more than 90 percent of fracturing fluids were crosslinked water-

based systems. Today, nitrogen and carbon dioxide systems in water-based fluids are used in about 25 percent of fracture stimulation jobs.

Viscosity is perhaps the most important property of a fracturing fluid. Guar gum, produced from the guar plant, is the most common gelling agent used to create this viscosity. Guar derivatives called hydroxypropyl guar (HPG) and carboxymethyl-hydroxypropyl guar (CMHPG) are also used because they provide lower residue, faster hydration, and certain rheological advantages. For example, less gelling agent is required if the guar is crosslinked.

Gelling agent, crosslinker, and pH control (buffer) materials define the specific fluid type and are not considered to be additives. Fluid additives are materials used to produce a specific effect independent of the fluid type.

Biocides control bacterial contamination. Most waters used to prepare fracturing gels contain bacteria that originate either from contaminated source water or the storage tanks on location. The bacteria produce enzymes that can destroy viscosity very rapidly. Bacteria can be effectively controlled by raising the pH to greater than 12, adding bleach, or employing a broad-spectrum biocide.

Fluid loss control materials provide spurt loss control. The material consists of finely ground particles ranging from 0.1 to 50 microns. The most effective low-cost material is ground silica sand. Starches, gums, resins, and soaps can also be used, with the advantage that they allow some degree of post-treatment cleanup by virtue of their solubility in water. Note that the guar polymer itself eventually controls leakoff, once a filter cake is established.

Breakers reduce viscosity by reducing the size of the guar polymer, thereby having the potential to dramatically improve post-treatment cleanup and production. Table 6-3 summarizes several breaker types and application temperatures.

Surfactants prevent emulsions, lower surface tension, and change wettability (i.e., to water wet). Reduction of surface tension allows improved fluid recovery. Surfactants are available in cationic, nonionic, and anionic forms, and are included in most fracturing treatments. Some specialty surfactants provide improved wetting and fluid recovery.

Foaming agents provide the surface-active stabilization required to maintain finely divided gas dispersion in foam fluids. These ionic materials also act as surfactants and emulsifiers. Stable foam cannot be prepared without a surfactant for stabilization.

Clay control additives produce temporary compatibility in water-swelling clays. Solutions containing 1 to 3 percent KCl or other salts are typically employed. Organic chemical substitutes are now available, which are used at lower concentrations.

The type of additives and concentrations used depend greatly on the reservoir temperature, lithology, and fluids. Tailoring of additives for specific applications and advising clients is a main function of the QA/QC chemist.

Because proppants must oppose earth stresses to hold open the fracture after release of the fracturing fluid hydraulic pressure, material strength is of crucial importance. The propping material must be strong enough to bear the closure stress, otherwise the conductivity of the (crushed) proppant bed will be considerably less than the design value (both the width and permeability of the proppant bed decrease). Other factors considered in proppant selection are size, shape, composition, and, to a lesser extent, density.

The two main categories of proppants are naturally occurring sands and manmade ceramic or bauxite proppants. Sands are used for lower-stress applications, in formations approximately 8,000 ft and (preferably, considerably) less. Manmade proppants are used for high-stress situations in formations generally

deeper than 8,000 ft. For high permeability fracturing, where a high conductivity is essential, using high-strength proppants may be justified at practically any depth.

There are three primary ways to increase fracture conductivity: (1) increase the proppant concentration, that is, to produce a wider fracture, (2) use a larger (and hence, higher permeability) proppant, or (3) employ a higher-strength proppant, to reduce crushing and improve conductivity.

3. History of the hydraulic fracturing with installation of gravel filter

The initial fracturing with gravel filter projects were conducted in the Gulf of Mexico during the early 1980s. These treatments were designed and executed in a similar way to standard hard-rock-type fracturing. They resulted in longer, narrower fractures than the shorter, wider fractures of today's fracturing with gravel filter treatments. The initial productivity gains from these early treatments were short-lived; therefore, the method was not widely accepted.

However, research continued, and, in the late 1980s, operators pumped the first successful tip-screenout fracture treatment in a sandstone. These early treatments placed short, wide fractures. Further advances by companies including BP and Pennzoil led to equipment and technique innovations that helped to extend the length and width of the fractures to give much higher sustained production rates than were typically seen in wells with gravel filter.

Industry demands for increased pump rates, higher proppant volumes, and the move to the more-abrasive ceramic proppant materials led to increased erosional forces on downhole crossover tools. Research and development by the service companies has resulted in significant technical advances and new-generation tools that can cope.

Fracturing with filter has become an established completion technique for sand control in cased holes. Originally, the candidates selected for fracturing with

gravel filter operations were screened using several qualifiers to help ensure the success of a job. However, the benefits associated with NPV, reservoir management, longevity of commercial production, reduced intervention, and lower operating costs quickly became apparent to operators who used the technology. Today, many operators use fracturing with filter as their base completion case and must have technical justification for using other sand control techniques

Operators have found that the fracturing with gravel filter technique has helped to overcome some of the issues and risks associated with formation stability and near-wellbore damage, flow assurance, water production, and water injection for pressure maintenance

4. Equipment and tools

A Crossover Tool is a Mechanical Device designed to direct fluid flow down hole during pumping operations, in different directions while maintaining isolation

- a. Allow slurry to be routed to the formation without any return flow (Squeeze Position)
- b. Allow slurry to be directed to the formation with some return flow to surface (Circulate Position)
- c. The tool can be placed in “Reverse” position, allowing flow from the annulus above the packer into the tubing, to return slurry to the surface.

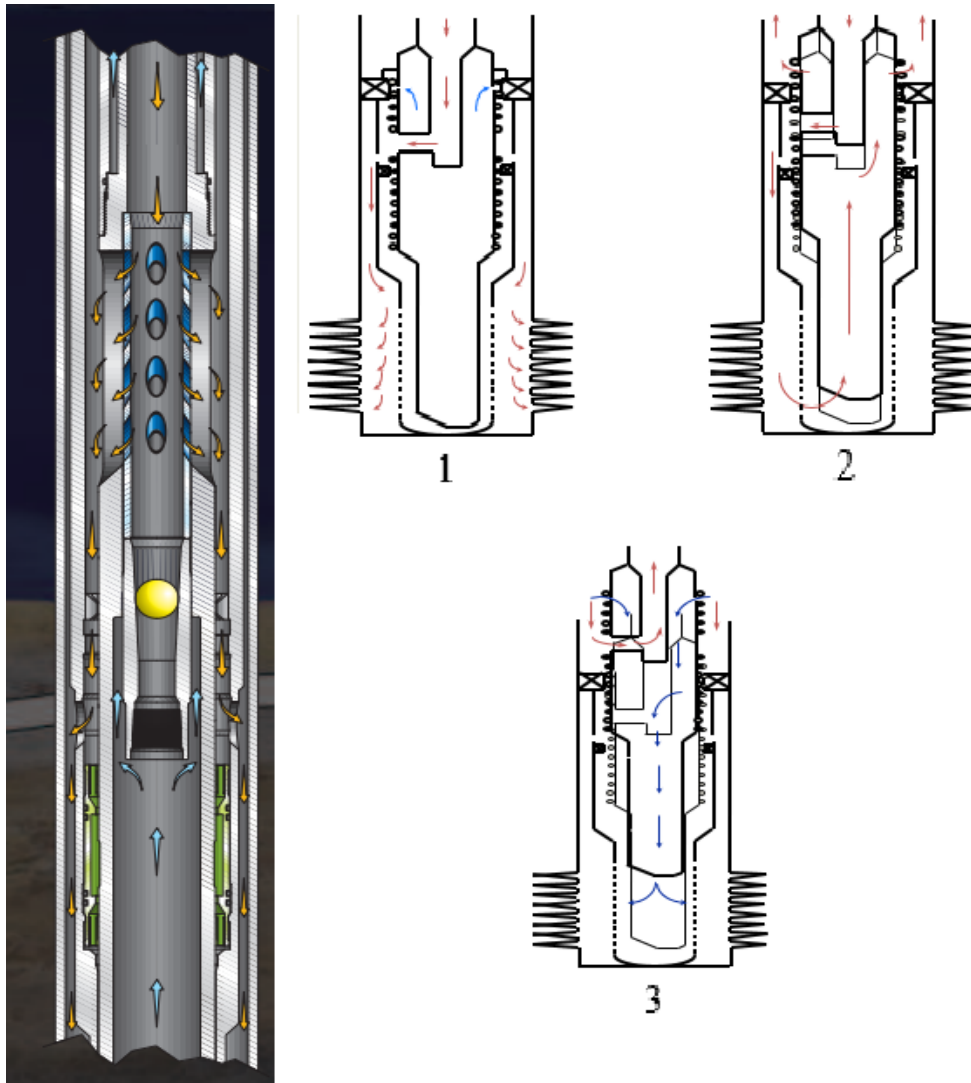


Figure 6 – Crossover tool

Design a Crossover Tool:

Some arrows are necessary to show the direction of the flow. Next we will need to draw the outer body of the tool. Where the body intersects the crossover a small space is left to represent ports. Add an Inner Tube which will aid in separation and direction of the flow.

It is necessary to continuously build the system: first step is adding some casing to represent the wellbore.

Below the packer we place a housing that has a port and a seal bore. This allows the crossover tool to seal, further directing the flow.

Additionally, a gravel retaining device (Screen) is required below the extension to retain the Gravel that will be pumped into place, into the annulus between the O.D. of the Screen and the I.D. of the Casing.

After that we add some Seals to the Crossover Tool. Lastly, we need to add some wash pipe to the bottom of the crossover tool. The Wash Pipe acts as a flow diverter down hole, forcing the slurry to move as far down as possible in the annulus between the ID of the casing and the OD of the screen, and deposit the proppant while the liquid flows through the screen to the bottom of the Wash Pipe, up the Wash Pipe, through the Crossover Tool.

The crossover tool as illustrated is capable of providing all of the flow paths required for successful gravel filter

1. Squeeze
2. Circulating
3. Reverse

The crossover tool is placed in the lowermost position with set down weight on the packer

The flow path is as follows:

Slurry (liquid and proppant) is pumped down the tubing and into the Crossover Tool, which directs the flow out of the Crossover Tool and also out of the Extension.

Slurry then flows through the perforations and into the formation.

No return flow occurs in the Squeeze position.

The crossover tool is raised from squeeze position until the top seal (squeeze seal) is out of the packer bore.

The return by-pass port is now open and normal circulation can be achieved

The flow path is as follows:

Slurry (liquid and proppant) is pumped down the tubing and into the Crossover Tool, which directs the flow out of the Crossover Tool and also out of the Extension, into the annulus between the screen and the wellbore.

Slurry then flows through the perforations and into the formation.

The slurry liquid either moves into the formation, or flows through the screen, into the Wash Pipe, and returns through the Crossover Tool and up through the annulus above the Packer.

Reverse Position:

The crossover tool is raised from circulating position until the by-pass crossover port is above the packer bore.

Reverse circulation can now be performed to circulate any excess sand slurry left inside the work string after the gravel filter screen out is achieved.

The flow path is as follows:

Clean fluid flows down the annulus and enters the Crossover Port, then up the Work String.

However there is an additional flow path that must be considered

The additional flow path is the area through the by-pass area of the crossover tool. In a low bottom hole pressure well scenario, in reverse position fluid loss can be experienced through this flow path.

In this case a ball check valve can be installed into the lower end of the crossover tool.

The fluid loss is now shut off.

When engineers know that a reservoir may be prone to sanding, they can apply sand control methods as part of the well-completion process. Traditional methods, such as gravel filter and sand screens, provide a barrier to sand so that it

does not enter the well with the hydrocarbons. These preventive techniques must be matched to the physical characteristics of the reservoir.

However, these conventional sand exclusion methods often reduce well productivity. Solving productivity problems began with identifying and then minimizing the source of the impairment, such as the clogging of the screens with produced sand and clay particles. In recent years, new methods for managing sand production have been introduced; for example, one of these involves sophisticated, oriented-perforating techniques that can help to prevent or eliminate produced sand during the life of a well.

For many oilfield operators, managing sand production efficiently and effectively all the time has become a vital part of their production strategies.

Gravel filter is a well-established technology for sand control. In gravel filter operations, a metal screen is placed in the wellbore and the surrounding annulus is packed with prepared gravel of a size designed to prevent the passage of formation sand. The main objective is to stabilize the formation while causing minimal impairment to well productivity.

The gravel used is clean, round natural or synthetic material that is small enough to exclude formation grains and fine particles from produced fluids, but large enough to be held in place by screens. A slurry of gravel and carrier fluid is pumped into the perforations and the annulus between the screens and the perforated casing or the open hole. Gravel is deposited as the carrier fluid leaks into the formation or circulates back to surface through the screens.

In an open hole gravel filter, the screen is packed off in an open hole section with no casing or liner to support the producing formation. Open hole gravel filter are common in horizontal wells, require no perforating, and present a viable option in highly productive deep water completions.

There are some problems, such as skin effects, associated with the gravel-filter method for sand control. The skin effect is a dimensionless factor and is calculated to determine the production efficiency of a well by comparing the actual conditions with the theoretical or ideal conditions. A positive skin value indicates that there is damage or some effect that is impairing well productivity. A negative skin value indicates enhanced productivity and typically results from stimulation.

Gravel- filter placement can lead to high positive skin values for a well. These are often due to problems in filter the perforation tunnels. Fine-grained material, produced during perforating, mixed in with the gravel can lead to a large and detrimental pressure drop between the formation and the well.

With conventional gravel- filter operations, a skin value of 10 is considered good; values around 20 are more typical. In some of the older wells found in established fields, the gravel filter can result in skin values of 40 or 50. These extreme skin effects can choke production from the well.

Large skin effects can also lead to high drawdown pressures, which can cause higher gas/oil ratios and promote water coning.

This involves the simultaneous hydraulic fracturing of a reservoir and the placement of a gravel filter. The fracture is created using a high-viscosity fluid, which is pumped at above the fracturing pressure. Screens are in place at the time of pumping. The sand control gravel is placed outside the casing/screen annulus. The aim is to achieve a high-conductivity gravel filter, which is at a sufficient distance from the wellbore, and so create a conduit for the flow of reservoir fluids at lower pressures

The fracturing with gravel filter technique combines the production improvement from hydraulic fracturing with the sand control provided by gravel filter. Creating the fracture helps to boost production rates, the gravel filter

prevents formation sand from being produced, and the associated screens stop the gravel from entering the produced fluids.

In contrast to conventional methods, fracturing with filter provide high-conductivity channels that penetrate deeply into the formation and leave clean undamaged gravel near the wellbore and in the perforations. This ensures that a much larger sandface area is in contact with the completion. In some cases, fracturing with gravel filter methods may bring skin values down to zero; a wealth of published data suggests that skin values of less than 5 are common.

Fracturing with filter avoids many of the productivity issues encountered with conventional cased hole gravel filter. The fracturing with gravel filter method bypasses formation damage, or skin effects, and creates an external filter around the wellbore. This stabilizes the perforations that are not aligned with the main propped fracture.

Заключение

Технология проведения гидроразрыва пласта с установкой гравийного фильтра рекомендуется как метод борьбы с пескопроявлением, который так же положительно влияет на среднесуточный дебит скважины.

На основе фактического материала, полученного процессе разработки, разработана технология гидроразрыва пласта с установкой гравийного фильтра на скважине N месторождения X, описана технология проведения и оборудование, применяемые для данного метода воздействия на пласт, произведены расчеты технологического и экономического эффектов, на основании которых получены следующие результаты:

- дебит нефти на обрабатываемой скважине увеличился в 2,3 раза;
- себестоимость добычи 1 тонны нефти по месторождению снизилась на 10%;
- затраты на проведение гидроразрыва пласта окупились в течение двух-трех месяцев, что свидетельствует о целесообразности проведения гидроразрыва пласта с установкой гравийного фильтра на выбранной скважине.