



# ИННОВАЦИОННАЯ МЕТОДИКА ОЧИСТКИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ЦЕНТРОБЕЖНЫМ НАСОСОМ, ПРИМЕНЯЕМАЯ ПОСЛЕ ГРП В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

## AN INNOVATIVE TECHNIQUE FOR CLEANING OUT HYDRAULICALLY FRACTURED ESP WELLS IN WESTERN SIBERIA

Артем ЦЗИН, Станислав ЗАГРАНИЧНЫЙ, Александр РУДНИК  
Artem TSZIN, Stanislav ZAGRANICHNIY, Alexander RUDNIK

Доказано, что ГРП является наиболее эффективным и распространенным методом повышения производительности скважин Западной Сибири, вскрывающих песчаные пласты с низкой проницаемостью. Однако эффективность всего процесса в целом зависит не только от применяемой технологии ГРП, но также во многом и от операции по очистке скважины после ГРП. Важно удалить весь проппант, оставшийся в стволе скважины, и обеспечить обратный приток несвязанных твердых частиц в межтрубном пространстве. Использование колтюбинга для этих целей улучшает производительность скважины, повышая проводимость трещины и, в конечном счете, уменьшая количество операций по капитальному ремонту внутрискважинного оборудования, которые приходится выполнять из-за отказа этого оборудования, обусловленного наличием твердых частиц. Для проведения операции по очистке можно использовать прокачку по замкнутой схеме через соединенную с установкой для КРС трубу. Однако из-за того, что при использовании данной методики нет возможности создать в стволе скважины пониженное гидростатическое давление (ГД), нельзя гарантировать полное удаление всех твердых частиц, а также оставшихся жидкостей для ГРП из трещины. Более того, в таких обедненных пластах проведение очистки с давлением в стволе скважины большим, чем давление в пласте, обычно приводит к сильному поглощению жидкости для КРС пластом, что уменьшает производительность скважины. Для оптимального снижения давления на пласт был разработан трехступенчатый метод очистки. Целью метода является убрать

Hydraulic fracturing has proved to be the most efficient and common completion method to increase well productivity in low-pressure tight sandstone formations in Western Siberia. However, the efficiency of the overall completion process is influenced not only by the applied fracturing technology but also, to a large degree, by the post-fracturing well cleanout operation. It is important to remove all the proppant left in the wellbore and to ensure the flowback of loose solids behind the casing. Using coiled tubing for this purpose improves well productivity, boosting fracture conductivity and ultimately decreasing the number of workover operations associated with downhole equipment failure caused by solids production. A workover rig circulating through jointed pipe may be used for the cleanout operation. However, because of the inability to create an underbalanced state in the wellbore using this technique, it is not possible to ensure removal of all loose solids as well as all residual fracturing fluids from the fracture. Furthermore, applying overbalanced cleanout in these depleted formations normally results in high workover fluid losses which reduces the productivity of the well. A three-stage well cleanout method has been developed to produce optimal drawdown on the formation. Aiming to have the maximum amount of solids flow back before the installation of an electric submersible pump (ESP), the method includes the prediction of well inflow to enhance the cleanout process. Also, the accelerated flowback of fracturing fluids ensures a clean fracture with maximum conductivity, increasing well productivity by 18–20%. The method has been successfully utilized in Western Siberia and is an accepted industry benchmark in the area. This paper

максимальное количество твердых частиц до установки электрического центробежного насоса (ЭЦН). В этом методе для повышения качества процесса очистки используется оценка притока в скважину. Увеличенная скорость обратного притока жидкости для ГРП также гарантирует чистоту трещины и ее максимальную проводимость, повышая тем самым производительность скважины на 18–20%. Методика была успешно применена в Западной Сибири и является в этой области общепринятой эталонной операцией. В данной работе описываются детали трехступенчатого метода очистки скважины. Также в статью включен обзор результатов применения похожих технологий для других случаев.

## ВВЕДЕНИЕ

Большой отток твердых частиц из пласта обычно является причиной уменьшения производительности скважины, а также отказа наземного и внутрискважинного оборудования. Это особенно важно для скважин, подвергшихся ГРП. Если проблему не решить на ранней стадии, компания-разработчик может понести значительные расходы на текущий ремонт скважины.

Известно, что нефтяные месторождения в Западной Сибири в основном лежат на песчаных пластах с низкой проницаемостью, поэтому в качестве наиболее оптимального метода разработки месторождения необходимо использовать ГРП с проппантом. Из-за того, что для коллекторов данного типа характерно низкое давление, нефть из большинства скважин добывается механизированным методом. В последние годы при заканчивании скважин все чаще используют ЭЦН.

Несмотря на очевидные преимущества вышеупомянутого метода заканчивания, при его применении у нефтедобывающих фирм возникают различные затруднения. Основным фактором, влияющим на производительность скважины, является уменьшение эффективности ГРП и срока службы ЭЦН из-за проведения КРС и операций по заканчиванию, а также из-за обратного притока твердых частиц пласта.

В России нефтедобывающие фирмы решают проблемы, связанные с обратным притоком твердых частиц, несколькими методами, включая откачивание поршнем, размещение «жертвенного» ЭЦН, искусственный газлифт и очистку скважины с помощью колтюбинга. Колтюбинговая технология имеет ряд значительных преимуществ по сравнению с другими методами: пропускной способности хватает, чтобы поддерживать постоянное пониженное ГД в забое для создания

describes the details of the three-stage well cleanout method and includes a review of the results from typical case histories.

## INTRODUCTION

The high formation solids flowback is usually the cause of well performance decrease, the downhole and surface equipment failures. It is especially critical for the hydraulically fractured wells. If the problem is left unattended at the early stage the operating company may suffer significant expenses for the well production maintenance.

The oilfields in Western Siberia are known as low permeability sandstone formations and hydraulic fracturing with proppant is required as the most optimum method for field development. Due to the nature of the low reservoir pressure the majority of the wells require production by artificial lift methods. In recent years there has been a growing tendency to use electric submersible pumps as the main completion approach.

Despite the obvious advantages the above-mentioned completion techniques bring along various difficulties to the operators. The major factors affecting the well performance are related to the workover and completion operations and formation solids flowback reducing the efficiency of fracturing and ESP lifetime.

The operators in Russia solve the problem associated with the solids flowback by several different methods including the swabbing, deployment of “sacrificial” electric submersible pumps, artificial gas lift, and wellbore cleanout with coiled tubing. The coiled tubing technology has several significant advantages in comparison with the other methods: the capacity to create continuous underbalanced state with low bottomhole pressure for the flowback of unconsolidated formation solids, a variety of downhole operations performed in one (or more) run (s), decreased treatment time. As a result, the implementation of coiled tubing has allowed increasing the productive period of the well and deploying the downhole equipment fit for the productivity potential of the well.

The implication of coiled tubing for hydraulically fractured wells preventing the solids flowback problem has grown widely among Russian operators over the last 8 years.

Today all major operators use the coiled tubing for post-fracturing well operations. The number of coiled tubing units has increased more than 3 times for the last 8 years. The paper presents the theoretical work and the well performance effect for the most applicable well cleaning methods in Western Siberia.

## THE STANDARD METHOD

Cleaning out the wellbore fill, such as formation-produced solids and/or proppant left over from

обратного притока твердых частиц пласта; есть возможность проведения внутрискважинных работ за одну (и более) спуско-подъемную операцию; сокращается время обработки. В результате внедрение колтюбинга позволяет увеличить продуктивный период скважины и установить внутрискважинное оборудование, которое соответствует ее потенциальной производительности.

За последние восемь лет привлечение колтюбинговых технологий для решения проблемы обратного притока твердых частиц в скважинах, подвергшихся ГРП, стало широко распространенным явлением среди российских нефтедобывающих компаний.

Сегодня все крупнейшие нефтедобывающие фирмы используют колтюбинг для проведения внутрискважинных операций после ГРП. Число колтюбинговых установок увеличилось более чем в три раза за последние восемь лет. В статье представлены теоретические расчеты, а также описано влияние на производительность скважины методов очистки, наиболее подходящих для месторождений в Западной Сибири.

### СТАНДАРТНЫЙ МЕТОД

Очищение ствола скважины от грязи, такой как твердые частицы пласта и/или проппант, оставшийся после проведения ГРП, было одним из первых применений колтюбинговых технологий. Данная операция была также одной из наиболее распространенных, на ее долю приходилось 50% от общего количества колтюбинговых операций в отрасли. Для традиционного метода очистки скважины характерно применение нескольких циклов «очистка-подъем». Очистка ствола скважины после ГРП выполняется, чтобы гарантировать удаление грязи из интервалов перфорации и вертлюжного колодца. На следующем этапе используется газлифт азотом для создания пониженного давления в стволе скважины, что позволяет удалить все несвязанные твердые частицы из межтрубного пространства и каналов перфорации. Затем проверяется эффективность первого цикла и, если в стволе все еще остается грязь вдоль интервалов перфорации (это может быть вызвано проппантом, который проник в вертлюжный колодец и перекрыл перфорационные каналы), цикл «очистка-подъем» повторяется. В среднем требуется выполнить 2–3 цикла, однако известны случаи, когда понадобилось 5 подобных циклов. Этот метод по своей сути похож на установку нескольких «жертвенных» ЭЦН. Основным преимуществом данного метода является его простота и легкость в планировании. Однако есть и несколько недостатков: время всей операции увеличивается из-за потенциально

fracturing operations, was one of the first applications of CT services. It has also been the most common CT application, comprising 50% of all CT operations industry-wide. The typical conventional method consists of a number of “cleaning-lifting” cycles. After the hydraulic fracturing the cleaning of the wellbore is performed to ensure the removal of fill from the perforations interval and the rathole. At the next stage the well lift with nitrogen is employed to create the underbalanced state aiming to remove free unconsolidated solids from behind the casing and perforation channels. The efficiency of the first cycle is checked and if the wellbore still contains the fill across the perforations (which can be caused by the proppant falling to the rathole and bridging the perforations) then the “cleaning-lifting” cycle is repeated. On average it is required to perform 2-3 cycles but the 5 cycle cases are known as well. The method imitates the deployment of several “sacrificial” ESPs. The main advantage of this method includes the simplicity of calculation and planning. However, it has a number of disadvantages: the process duration extended by potentially long cycles and high probability of coiled tubing stuck by the proppant flowback during the well cleaning.

### JOB DESIGN METHODOLOGY

Initially, the well cleaning process has been based on the balance pressure or slightly underbalanced state. After a certain period the underbalanced condition has been increased to 15–60 atm. This increase has been required to intensify the process of removing the proppant and solids from behind casing at the cleaning stage and for prevention of well cleanout fluid losses to formation and, thus, the risk of coiled tubing stuck in the hole. The commonly recommended underbalanced pressure for this method is 15–30 atm. This pressure allows to increase 1.5 times (or even to double) the volume of the proppant removed and to reduce the risk of fluid losses to formation.

The design of well cleanout should be the integral part of an efficient hydraulic fracturing operation performed on the well and be based on the data received from the efficiency estimation. It is important to get the estimated well productivity, including the productivity index, fracture geometry and data for proppant and fracturing fluids.

The underbalanced well cleanout is achieved by the application of nitrified fluid. This causes difficulties in calculation due to the complexity of hydrodynamics of multiphase flow involving different models and methods, which requires the selective approach to choose the most applicable one. The industry software packages allow the design of cleanout in multiphase flow regime. However, the typical model does not predict the uncontrolled flowback of proppant from the formation and, as a result, the volume of

длинных циклов, высока вероятность прихвата гибкой трубы (ГТ) в процессе очистки из-за обратного притока проппанта.

## МЕТОДОЛОГИЯ ПЛАНИРОВАНИЯ РАБОТ

Первоначально процесс очистки скважины проводился при равных давлениях в стволе скважины и пласте либо на небольшой депрессии. Спустя некоторое время разность давлений в системе «скважина-пласт» увеличили до 1,52–6,08 МПа. Это увеличение было необходимо для повышения интенсивности процесса удаления проппанта и твердых частиц из пространства за обсадной колонной на стадии очистки и для предотвращения поглощения жидкости для КРС пластом. Все это значительно снижало риск прихвата ГТ в стволе скважины. Рекомендованная разность давлений в системе «скважина-пласт» для данного метода составляет 1,52–3,04 МПа. Это давление позволяет увеличить объем отбираемого проппанта в полтора раза (иногда даже в 2 раза) и уменьшить риск поглощения жидкости пластом.

План очистки скважины должен быть неотъемлемой частью самого процесса ГРП, проводимого в скважине, и при этом основываться на данных, оценивающих эффективность этой операции. Важно оценить производительность скважины, включая коэффициент продуктивности, геометрию трещины и данные о проппанте и жидкостях для ГРП.

Очистка скважины на депрессии достигается с помощью применения аэрированного азотом флюида. Это затрудняет процесс расчетов из-за сложной гидродинамики многофазного потока, которая описывается различными моделями и методами, требующими селективного подхода при выборе наиболее подходящего. Отраслевые пакеты программ позволяют проектировать очистку в режиме многофазного потока. Типовая модель, однако, не учитывает неконтролируемый обратный приток проппанта из пласта и, как результат, объем взвешенных твердых частиц в стволе скважины. Таким образом, чтобы избежать возможного поглощения жидкости пластом и риска прихвата ГТ, необходимо применять так называемый коэффициент безопасности, который бы определял оптимальную безопасную скорость спуска ГТ в скважину и скорость очистки. Опытные данные дают основание утверждать, что значение коэффициента должно быть около 1,5–2 в зависимости от данных по оценке ГРП.

Рекомендованный метод включает в себя этапы с циркуляцией промежуточных вод. Продолжительность этапа может варьироваться от 15 до 40 минут в зависимости от объема взвешенных твердых частиц в пространстве между ГТ и стенками скважины. Для более точного

suspended solids in the wellbore. Therefore, to avoid the potential losses and risk of coiled tubing stuck it is necessary to apply the “safety index” that may allow the optimal safe speed for run in hole and cleanout. Basing on the experience, it is reasonable to say that the index should be in the range of 1.5–2 depending on the data from hydraulic fracturing estimation.

The recommended method involves the stages with intermediate circulation. The stage period varies from 15 to 40 min in accordance with the volume of solids suspension in the coiled tubing annulus. For more accurate cleanout design it is important to estimate the formation pressure ( $P_{for}$ ) in the well immediately after the hydraulic fracturing as it can be 15–20% higher than before.

Also, it is vital to estimate the formation productivity index after fracturing – it can differ significantly from the predicted monthly production of the well (by 50% or more). The desirable estimation should consist not only of estimated numbers but also contain experimental and statistical data. Such estimation is even more important for the wells fractured in several zones.

Depending on the goals, fracturing operations in this case are performed one by one or with intermediate cleanout/lifting. In the first case, the speed of cleanout should be minimal for all zones/intervals because of high probability of proppant flowback. The prolonged period of circulation may be recommended below each zone for the flow stabilization. The recommendation is based on the fact that in case of the fast cleanout speed along one zone and the next zone the volume of the proppant in the hole increases drastically. It can lead to the loss of circulation due to the increased hydrostatic pressure and to pipe stuck. In the second case, the scenario includes cleanout after the fracturing of each zone. The speed can be varied and increased because the large part of proppant has been removed at the corresponding stage.

## EXECUTION SCENARIOS

The execution can be varied in different cases depending on the selected criteria.

In the case when the job criteria are based on maximum underbalanced pressure and limited volume of nitrogen the lifting should be performed from the safest depth level in order to spend all the nitrogen for creating the maximum possible underbalanced state. It is important, however, to predict the optimal spending of nitrogen in accordance with the coiled tubing depth. Typically, the depth right below the tubing packer is considered as the maximum depth. It is worth mentioning that the running of coiled tubing below the packer during the lifting can be risky because the proppant annular velocities are slower in the casing wellbore and falling solids can “bury” the coiled tubing.

проектирования очистки важно оценить пластовое давление ( $P_{\text{гор}}$ ) в скважине после проведения ГРП, так как оно может быть на 15–20% больше, чем до обработки.

Также необходимо оценить коэффициент продуктивности пласта после гидравлического разрыва, так как он может значительно отличаться от предсказанной месячной производительности скважины (на 50% и более). Желательно, чтобы оценки состояли не только из «голых» цифр, но также включали в себя экспериментальные и статистические данные. Такие оценки особенно важны для скважин, в которых ГРП проводился в нескольких интервалах.

В зависимости от поставленных целей, операции по ГРП в таком случае проводятся одна за другой или с промежуточным циклом «очистка-подъем». В первом случае скорость очистки должна быть минимальной для всех зон/интервалов в связи с большой вероятностью возникновения обратного притока проппанта. Для стабилизации потока рекомендуется увеличить время промывки под каждой зоной. Эти рекомендации основаны на том факте, что при проведении очистки с высокой скоростью в двух зонах подряд объем проппанта в стволе скважины существенно увеличивается. Это может привести к нарушению циркуляции из-за возросшего ГД и к прихвату трубы. Во втором случае процесс очистки скважины повторяется после проведения ГРП в каждой из зон. Скорость очистки в этом случае можно увеличить, так как большая часть проппанта уже была удалена на предыдущем этапе обработки.

### СЦЕНАРИИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ

Сценарий выполнения работ может варьироваться в зависимости от выбранных критериев.

В том случае, когда критерии основываются на выборе максимально низкого ГД в скважине и ограниченного объема азота, подъем следует производить с наиболее безопасной глубины, чтобы весь азот ушел на создание отрицательного дифференциального давления в системе «скважина-пласт». Важно, однако, также предсказать оптимальный расход азота в соответствии с глубиной расположения ГТ. Обычно глубина ниже расположения пакера лифтовой колонны считается максимально допустимой глубиной. Стоит упомянуть, что спуск ГТ ниже этой отметки во время подъема твердых частиц может быть очень опасен из-за того, что скорость потока проппанта в межтрубном пространстве меньше и опадающие твердые частицы могут «похоронить» ГТ.

Если же в качестве критерия выбираются факторы максимального обратного притока жидкости для

In the case when the maximum workover fluids flowback from the formation and limited volume of nitrogen factors are selected as the job criteria, the lifting should be performed with the value of

$$\frac{Q_{\text{inf low}}}{Q_{N_2}} = \max.$$

In this case it is not the lifting depth which plays the significant role, but the probing of well inflow fluids and volume of flowback fluids.

In any case the three conditions should be observed to reduce the risk of coiled tubing stuck:

1. The wellhead pressure is not to be below the minimum value defined as.
2. The steady state of coiled tubing should be avoided.
3. The maximum coiled tubing depth is not to be below the tubing packer.

The first two conditions prevent the erosion of coiled tubing pipe and allow the pipe weight control. The third condition reduces the risk of stuck.

### WELL LIFT DESIGN – THE PRACTICAL EXPERIENCE

The well lift design development was started with the selection of the most applicable model. For this purpose a number of research studies was done with downhole gauges. The studies performed proved the well performance model used in Nodal analysis software to provide the most accurate result. The research showed that the well inflow is very unstable during the first hours of lifting. This tendency can be explained by the varying fluids blend in the well where the viscous pills of unbroken polymer from fracturing fluids are observed. Also, the decrease of

$$\frac{Q_{\text{inf low}}}{Q_{N_2}}$$

value was observed when fine-dispersed clays deposited on the tubulars and created additional friction. The same can be stated in respect of emulsions in the inflow.

Admittedly, the clay particles and emulsions are resulting from the inadequate volume of potentially damaging fluids lost to the formation at the well fracturing preparation stage. The problem is solved by the application of clay and mud dispersing agents and de-emulsifiers during the lifting stage.

When the flow is stabilized, its average value decreases, while the increase of  $Q_{N_2}$  decreases the

$$\frac{Q_{\text{inf low}}}{Q_{N_2}} \text{ value.}$$

The flowback of free proppant from the formation is rarely stable, in most cases it flows back by slugs. The difference between the instability of inflow and proppant flowback has been observed. Based on this fact the method of “pulsing” lift has been developed with nitrogen pumped at different rates every 60–120 min. In most of the cases this method allowed faster removing of free solids from behind the casing.

КРС из пласта и ограниченного объема азота, то подъем должен осуществляться при значении

$$\frac{Q_{inf\ low}}{Q_{N_2}} = \max.$$

В этом случае значительную роль будет играть не глубина начала подъема, а исследование жидкостей, поступающих в скважину, и определение объема жидкости, которая поглощается пластом.

В любом случае для снижения риска прихвата ГТ необходимо следить за выполнением трех условий:

1. Давление на устье скважины не должно опускаться ниже минимального значения, определяемого как  $P_{ub} \geq \min \geq 1,52$  МПа.
2. Необходимо избегать остановок ГТ.
3. Максимальная глубина спуска ГТ не должна превышать глубину расположения пакера лифтовой колонны.

Первые два условия предотвращают эрозию ГТ и позволяют регулировать нагрузку на ГТ. Выполнение третьего условия уменьшает вероятность прихвата.

### ПЛАНИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОДЪЕМА В СКВАЖИНЕ – ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ

Разработка плана по организации подъема твердых частиц в скважине началась с выбора наиболее подходящей модели. Для этих целей была выполнена серия научных исследований с применением скважинных измерительных приборов. Исследования показали, что наиболее точный результат дает модель производительности скважины, используемая в аналитическом программном обеспечении Nodal. Также в результате исследований было установлено, что в течение первых часов подъема приток в скважину очень нестабилен. Такое поведение может объясняться смешиванием различных жидкостей в скважине, где наблюдается наличие вязких гранул полимеров, содержащихся в жидкости для ГРП, которые не подверглись распаду. Когда тонкодисперсная глина осаждалась на трубах и создавала дополнительное трение, наблюдалось уменьшение значения  $\frac{Q_{inf\ low}}{Q_{N_2}}$ . То же самое

относится и к эмульсиям, содержащимся в потоке флюида из пласта.

Вероятно, частицы глины и эмульсии образуются в результате чрезмерного поглощения потенциально опасных жидкостей пластом во время стадии подготовки скважины к ГРП. В качестве решения данной проблемы применяются диспергирующие агенты для глины и шлама, а также деэмульгаторы, которые закачиваются в скважину в процессе подъема.

Когда поток стабилизируется, его среднее значение уменьшается, а с увеличением значения  $Q_{N_2}$  уменьшается значение

### JOB DURATION CRITERIA

The well cleanout methodology depends on the operator's goals and may differ in operational time, the nitrogen volumes pumped and the underbalanced pressure created. As a rule, each cycle of cleanout is followed by an operational standby period for rathole checking and cleanout and lifting performance appraisal. The duration of well lifting may vary from 40 min to dozens of hours when the well is filled with nitrogen and the flow is stabilized. It is limited by the concentration of flowback solids and qualitative and quantitative changes of the flow. The field index for solids flowback appraisal and the hydrocarbons content are determined in the field lab. The appropriate frequency period for probing is 15–30 min. The following criteria influence the well lifting duration:

- if the flow does not change for a certain period of lifting and solids flowback index has decreased and does not raise during the time required to lift the solids from the bottom, then the lifting can be stopped;
- If during the lifting the flow and solids flowback index decrease at the same time then it is necessary to stop the lifting, wait for a certain period and check the hole and, if required, to repeat the “cleaning-lifting” cycle.

### THE ADVANCED METHOD

The advanced method or self-cleaning method to optimize the “cleaning – lifting” cycle has been developed for further enhancement of the cleanout efficiency and is based on the principle of utilization of well flow potential not only during lifting stage but also for cleanout. Its application is limited for the wells with deviation less than 45 deg below the tubing packer.

The concept involves the following cases:

1. Under certain conditions the wellbore cleaning can be performed without running coiled tubing end below the tubing packer, i.e. by pumping nitrogen it is possible to create the underbalanced state when the inflow is enough to suspend and lift the solids in the larger wellbore. As a result, the well is being cleaned by its own flow.
2. During the cleanout in underbalanced state in multizone wells it is possible to utilize the potential of each zone for varying the cleanout speed. Obviously, the minimum speed will be in the rathole and the maximum – above the most productive zone or above all zones.

This method has several main advantages:

1. Increasing the safety of the process, decreasing the risk of stuck
2. Decreasing the job time due to fewer cycles. This is explained by the fact that during the underbalanced cleanout part of the free proppant

$$\frac{dQ_{inf low}}{dQ_{N2}}$$

Обратный приток свободного пропанта из пласта никогда не бывает устойчивым, чаще всего выбросы происходят порциями. Наблюдались также различия между нестабильностью притока в скважину и нестабильностью обратного притока пропанта. На основе данного наблюдения был разработан метод «пульсирующего» подъема, при котором скорость закачки азота меняется каждые 60–120 минут. В большинстве случаев эта методика позволяет быстрее удалить свободные твердые частицы из межтрубного пространства.

### КРИТЕРИИ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ РАБОТ

Методология процесса очистки скважины зависит от целей, которые ставит перед собой нефтедобывающая компания, и может различаться по времени проведения работ, объему закачиваемого азота и значению дифференциального давления в системе «скважина-пласт». Как правило, за каждым циклом очистки следует период ожидания, в течение которого проводится проверка вертлюжного колодца и оценка выполненной очистки и подъема. Продолжительность процесса подъема в скважине может варьироваться от 40 минут до нескольких десятков часов, в течение которых скважина заполнена азотом и поток стабилен. Время подъема ограничивается концентрацией твердых частиц в обратном притоке, а также качественными и количественными изменениями в потоке. Значение коэффициента, оценивающего содержание твердых частиц в обратном притоке и процент, приходящийся на углеводороды, определяется в полевой лаборатории. Целесообразнее всего брать пробы каждые 15–30 минут. На продолжительность процесса подъема влияют следующие критерии:

- если в течение определенного периода времени поток не изменился, а коэффициент, характеризующий содержание твердых частиц в обратном притоке, уменьшился и не увеличивается в течение периода времени, требуемого для поднятия твердых частиц со дна скважины, то процесс подъема можно прекращать;
- если в процессе подъема поток и коэффициент, определяющий содержание твердых частиц в обратном притоке, одновременно уменьшаются, необходимо остановить процедуру подъема, подождать некоторое время, проверить скважину и, если требуется, повторить цикл «очистка-подъем».

### УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫЙ МЕТОД

Был разработан усовершенствованный метод очистки скважин, или так называемый метод

flows back from the well and the next cleanout and lifting with coiled tubing is accelerated and simplified.

3. Hard fill removal. If during the cleanout the hard fill/proppant plug is observed then it is removed by chemical and/or mechanical methods. It can take a significant time period. It is found out that during the self-cleaning cleanout the fluid and solids flow erosion is efficient in removing the hard fill plugs.

Disadvantages of the method involve the complexity of design and necessity of on-balance circulation stage with bottomhole check-up that can take 2–2.5 hours.

### DESIGNING OF WELL SELF-CLEANING

Before designing self-cleaning operations with the use of the advanced method, it is necessary to evaluate the possibility of its application. The following steps should be made.

#### DETERMINATION OF SELF-CLEANING WELL POTENTIAL

Firstly, the well lifting is modeled using the Nodal analysis. It is important to account for the difference of Pfor and PI as described above.

Then, the particles suspension layer and self-cleaning potential are analyzed cumulatively for each zone, i.e. after estimation of flow potential to suspend the particles for the first zone, it is required to perform the estimation for the second zone with regard to the pervious one. If the suspended particles layer becomes larger than the distance to the tubing end than it is necessary to analyze the degree of self-cleaning. The approximate estimation can be done using the following algorithm:

$$\omega_{cr} = \frac{Re_{cr} \times \mu_{fl}}{d_s \times \rho_{fl}} = \frac{d_s^2 \times (\rho_s - \rho_{fl}) \times g}{\mu_{fl} \times \left( 1400 + 5,22 \times \sqrt{\frac{d_s^3 \times \rho_{fl} \times (\rho_s - \rho_{fl}) \times g}{\mu_{fl}^2}} \right)}$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{i,SandFill} &= \Delta P_{i,SF} = \frac{G_{SF}}{A} \\ &= (\rho_s - \rho_{fl}) \times g \times (1 - \epsilon_0) \times h_{i,0} \approx \\ &\approx \left[ \frac{N}{m^2} \right] = \left[ amm = \frac{N}{m^2 \times 9,81 \times 10^4} \right], \end{aligned}$$

where:

$\omega_{sr}$  – critical flow velocity to suspend the particles, *m/sec*;

$d_s$  – average particle diameter, *m*;

$\mu_{fl}$  – dynamic fluid viscosity,  $\frac{N \times sec}{m^2}$ ;

$\Delta P_{i,SF}$  – pressure drop through i- sand layer for its pseudo-suspension;

$P_s$  and  $P_{fl}$  – solids and fluids densities, accordingly;

$\epsilon_0$  – porosity of initial/non-suspended solids layer;

$h_{i,0}$  – height of initial/non-suspended solids layer.

Based on  $\Delta P_{i,SF}$  the flow velocity above the i zone

самоочищения. Данный метод оптимизирует цикл «очистка-подъем», что позволяет еще больше увеличить эффективность процедуры очистки скважины. Он основан на принципе использования потенциала потока внутри скважины не только для стадии подъема, но также и для стадии очистки. Применять данный метод можно только в скважинах, где отклонение от вертикали ниже уровня пакера лифтовой колонны составляет менее 45 градусов.

Метод может работать в следующих случаях:

1. При определенных условиях очистка ствола скважины может производиться без спуска конца ГТ ниже уровня пакера лифтовой колонны, т.е. с помощью закачки азота можно создать пониженное ГД в стволе скважины, если приток в скважину достаточно мощный для удержания во взвешенном состоянии и поднятия твердых частиц в большем стволе скважины. В результате скважина очищается своим собственным потоком.
2. Во время очистки с применением пониженного ГД в скважинах с несколькими продуктивными интервалами можно использовать потенциал каждого интервала для изменения скорости очистки. Очевидно, что минимальная скорость будет в вертлюжном колодце, а максимальная – выше самого продуктивного интервала либо выше всех интервалов.

Этот метод имеет несколько основных преимуществ:

1. Увеличение безопасности процесса очистки и уменьшение риска прихвата.
2. Уменьшение времени проведения очистки из-за сокращения числа циклов «очистка-подъем», необходимых для завершения процесса. Это объясняется тем фактом, что во время очистки на депрессии часть свободного пропанта уходит из скважины, что упрощает и ускоряет последующую очистку и подъем с помощью ГТ.
3. Удаление пробок из твердых частиц. Если во время очистки наблюдается образование пробок из твердых частиц или пропанта, их устранение производится химическими или механическими способами. На это может понадобиться значительное количество времени. Было обнаружено, что во время самоочищения эрозия, создаваемая потоком флюида и твердых частиц, эффективно удаляет пробки из твердых частиц.

К числу недостатков метода можно отнести сложность в проектировании, а также необходимость осуществления этапа циркуляции при нормальном ГД в стволе с обязательной проверкой забоя. Этот этап занимает 2–2,5 часа.

is determined. The height of suspended layer is estimated as:

$$h_i = \frac{(1 - \varepsilon_0)}{(1 - \varepsilon)} \times h_{i,0}$$

It is important to mention that the above estimation is approximate and does not include the friction and acceleration losses due to the absence of adequate model. The underbalanced flow velocities are determined by volumetric average of flow components with respect to their molecular masses.

Also, the multiphase flow regime is not included into the estimation. However, the flow regime factor can be significant due to the presence of surfactants affecting the actual blend viscosity as compared to the averaged one. Moreover, it does not define the possibility of self-cleaning. In practice, it is recommended to take as the minimum control time period the value of 1.5–2.0\**Twh*, where *Twh* is the time of solids lift from the bottomhole to the wellhead.

#### SOLID SUSPENSION VELOCITY DEFINITION

At the third stage, it is required to estimate the capability to create the flow velocity greater than the suspension velocity. The suspension velocity should be calculated cumulatively for each zone from the bottom. In this case the calculation should be done only for the zone with good potential for particles suspension. Using the pressure losses in layers defined earlier, the volumetric velocity of the flow should be corrected. Thus, upon getting the linear casing flow velocities profile, the possibility of self-cleaning may be predicted. The approximate estimation of suspension velocity can be done using the following equation:

$$\omega_{min} = \frac{Re_{min} \times \mu_{fl}}{d_s \times \rho_{fl}} = \frac{d_s^2 \times (\rho_s - \rho_{fl}) \times g}{\mu_{fl} \times \left( 18 + 0,61 \times \sqrt{\frac{d_s^3 \times \rho_{fl} \times (\rho_s - \rho_{fl}) \times g}{\mu_{fl}^2}} \right)},$$

where:

$\omega_{min}$  – minimum required velocity to suspend one particle, *m/sec* – determined only in casing;  
 $d_s$  – average particle diameter, *m*.  
 $\mu_{fl}$  – dynamic fluid viscosity,  $\frac{N \times sec}{m^2}$ .

For the planning of self-cleaning the velocities ratio is to be 0.35–0.5.

#### ANNULAR SUSPENDED PARTICLES LOAD

At the next step it is required to predict the possible annulus load with particles and approximate time for self-cleaning. As soon as the flow velocity becomes sufficient for solids lifting, the solids load the annulus and the underbalance decreases due to the hydrostatics. If the underbalanced pressure decrease causes the flow velocity to fall to  $\omega_{min}$ , then the particles will stop moving upwards. The maximum particles load should allow the underbalanced pressure to stay above  $\omega_{min}$  and the suspended solids layer to rise



### ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАБОТ ПО САМООЧИЩЕНИЮ СКВАЖИНЫ

Перед тем как перейти к планированию работ по очистке с помощью усовершенствованного метода, необходимо оценить возможность его применения. Для этого необходимо проделать следующие шаги.

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛА СКВАЖИНЫ К САМООЧИЩЕНИЮ

Во-первых, моделирование поднимающей способности скважины проводится с помощью аналитического программного обеспечения Nodal. Важно учесть изменения пластового давления  $P_{for}$  и коэффициента производительности  $PI$  после ГРП, как это уже было описано выше.

Затем для каждой зоны совокупно анализируются потенциал к самоочищению и слой взвешенных твердых частиц. То есть после проведения оценки способности потока удерживать во взвешенном состоянии частицы в первом интервале необходимо провести аналогичный анализ для второго интервала, принимая во внимание предыдущий. Если слой взвешенных частиц становится больше, чем расстояние до конца ГТ, необходимо проанализировать степень самоочищения. Приблизительные оценки можно выполнить при помощи следующего алгоритма:

$$\omega_{cr} = \frac{Re_{cr} \times \mu_{fl}}{d_s \times \rho_{fl}} = \frac{d_s^2 \times (\rho_s - \rho_{fl}) \times g}{\mu_{fl} \times \left( 1400 + 5,22 \times \sqrt{\frac{d_s^2 \times \rho_{fl} \times (\rho_s - \rho_{fl}) \times g}{\mu_{fl}^2}} \right)}$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{i,SandFill} &= \Delta P_{i,SF} = \frac{G_{SF}}{A} = \\ &= (\rho_s - \rho_{fl}) \times g \times (1 - \epsilon_0) \times h_{i,0} \approx \\ &\approx \left[ \frac{N}{m^2} \right] = \left[ am = \frac{N}{m^2 \times 9,81 \times 10^4} \right], \end{aligned}$$

где  $\omega_{sr}$  – критическая скорость потока, необходимая для удержания частиц во взвешенном состоянии,  $м/сек$ ;

$d_s$  – средний диаметр частицы,  $м$ ;

$\mu_{fl}$  – динамическая вязкость жидкости,  $\frac{N \times сек}{м^2}$ ;

$\Delta P_{i,SF}$  – потеря давления на псевдоудержание  $i$ -го песчаного слоя во взвешенном состоянии;

$\rho_s$  и  $\rho_{fl}$  – плотности твердых частиц и жидкостей соответственно;

$\epsilon_0$  – пористость начального/невзвешенного слоя твердых частиц;

$h_{i,0}$  – высота начального/невзвешенного слоя твердых частиц.

На основе величины  $\Delta P_{i,SF}$  определяется скорость потока выше  $i$ -го интервала. Высоту взвешенного слоя можно оценить как

$$h_i = \frac{(1 - \epsilon_0)}{(1 - \epsilon)} \times h_{i,0}.$$

Важно отметить, что представленные выше

above the zone. The approximate estimation can be done based on comparison of  $\Delta P_{load}$  for lifting particles in the casing and  $\Delta P_{min}$  required to create the flow with velocity  $\geq 2 \times \omega_{min}$ . If the condition  $\Delta P_{load} \geq \Delta P_{min}$  is fulfilled, then the cleaning time can be estimated. Otherwise, the planning of self-cleaning will not prove itself.

$$\Delta P_{min} = \frac{Q_{min} \times K}{PI} = \frac{\omega_{min} \times A}{PI},$$

where:

$Q_{min}$  – minimum required volumetric flow velocity,  $м^3/мин$ ;

$K$  – constant,  $K = 2 \times 60 \times 24 = 2880$ ;

$PI$  – productivity index, КП, в  $\frac{м^3}{day \times atm}$ ;

$A$  – cross-sectional area,  $м^2$ ;

For the purpose of simplicity of calculations within the model used in the existing software packages, the concept of “equivalent hydrostatic pressure” can be engaged. In imaginary well circulation system, the bottomhole pressure is the function of hydrostatics only. Thus, the equivalent hydrostatics  $P_{equiv} = BHP_i = \rho_{equiv} \times g \times TVD_i$  is derived. Then, the re-calculation of equivalent pressure should be done taking into account the solids load. This needs one operation only. The result has the 0-5% error in comparison with method 2.

$$\Delta P_{load} = P_r - \frac{\rho_{equiv} \times V_{well} + A \times H_{SF} \times \rho_s \times \epsilon}{V_{well}} \times g \times TVD_{perf},$$

where:

$P_r$  – formation pressure;

$\rho_{equiv}$  – equivalent average fluid density in the well;

$V_{well}$  – well volume from the wellhead to the zone of interest;

$H_{SF}$  – measured solids layer height above the zone;

$TVD_{perf}$  – true vertical depth to the zone.

#### JOB TIMING ESTIMATION

While determining the time period for self-cleaning the flowback of unconsolidated free solids should be taken into account. For this purpose the average statistical index for hydraulic fracturing operations performed in the certain field is selected. The self-cleaning should be stopped when the solids concentration in the flowback decreases to the minimum and does not increase within the time period 1.5–2 times longer than the period required to lift the solids from the bottom to the surface. Determination of this moment is critical for job time planning and nitrogen costs. The complexity of such determination is interconnected with the necessity to discontinue the self-cleaning during the solids flowback. For this purpose, the well is circulated with the fluid allowing on-balance state during the period required to lift the solids to the surface. Then, it is possible to run in and check the well bottom.

оценки являются приблизительными и не учитывают потери, связанные с трением и ускорением, из-за отсутствия адекватной модели. Определение скорости потока при пониженном ГД проводится путем пространственного усреднения компонентов потока по их молекулярным массам.

Также в оценку не включен режим многофазного потока. Однако фактор подобного рода может быть весьма значителен из-за наличия поверхностно-активных веществ (ПАВ), влияющих на фактическую вязкость смеси, которая отличается от усредненного значения. Данная оценка также не дает возможности определить способность скважины к самоочищению. На практике в качестве минимального промежутка времени для контроля рекомендуется брать значение  $1,5-2,0 \cdot T_{wh}$ , где  $T_{wh}$  – время, необходимое для того, чтобы твердые частицы поднялись с уровня забоя до уровня устья скважины.

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКОРОСТИ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ УДЕРЖАНИЯ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ ВО ВЗВЕШЕННОМ СОСТОЯНИИ

На третьем этапе необходимо оценить возможность создания скорости потока, которая была бы больше скорости, необходимой для удержания твердых частиц во взвешенном состоянии. Эта скорость должна вычисляться совокупно для каждого интервала, начиная с забоя. В этом случае вычисления нужно проводить только для интервала с хорошим потенциалом к удержанию частиц во взвешенном состоянии. Значение объемной скорости потока следует откорректировать с учетом определенных ранее значений потери давления в слоях. Таким образом, когда получен профиль линейных скоростей потока в обсадной колонне, можно предсказать способность скважины к самоочищению. Приблизительные оценки скорости, необходимой для удержания частиц во взвешенном состоянии, можно провести, используя следующую формулу:

$$\omega_{min} = \frac{Re_{min} \times \mu_f}{d_s \times \rho_f} = \frac{d_s^2 \times (\rho_s - \rho_f) \times g}{\mu_f \times \left( 18 + 0,61 \times \sqrt{\frac{d_s^3 \times \rho_f \times (\rho_s - \rho_f) \times g}{\mu_f^2}} \right)},$$

где  $\omega_{min}$  – минимальное значение скорости, необходимое для удержания одной частицы во взвешенном состоянии,  $м/сек$  – определяется только для обсадной колонны;

$d_s$  – средний диаметр частицы, м.

$\mu_f$  – динамическая вязкость жидкости,  $\frac{N \times сек}{м^2}$ .

Для планирования процесса самоочищения отношение скоростей должно быть 0,35–0,5. ►

#### FIELD IMPLEMENTATION

Both methods have been implemented and up to date more than 500 wells have been cleaned after the hydraulic fracturing. It has been found out during the cleaning that most of the hydraulically fractured intervals has the potential for self-cleaning. Such potential is adequately determined by the advanced/self-cleaning method and gives the predictable result. Certainly, not every well is a candidate for self-cleaning and in practice most of the wells cleaned with this method had several zones. Also, the equations contain a good safety margin, thus decreasing the actual well potential. Therefore, 100% of the designed cleanouts have been implemented in the field. The methods showing the obvious advantage of the self-cleaning method are compared.

The average coiled tubing cleanout job parameters are as follows:

- the job duration is 2–5 days including the time for nitrogen well lifting for 12–16 hours;
- the volume of sand removed from the wellbore is about 3 m<sup>3</sup> which equals 150 m in 7 inch casing;
- the volume of sand flowback from the perforations is about 4 m<sup>3</sup> which equals 200 m in 7 inch casing.

#### IMPACT ON WELL LIFE AND PRODUCTIVITY

The implementation of the coiled tubing technology has allowed to decrease the duration of the well completion process and the failure rate of ESPs caused by solids flowback from formation. The efficiency of coiled tubing cleanout methods has reached 98% which involves reduction of costs for replacement and maintenance of failed ESPs and also additional oil gain due to the fewer workover cycles. The average ESP runlife equals 80–90 days for the wells cleaned with coiled tubing, while it is as low as 24–30 days for the wells cleaned conventionally. Totally, it can be stated that the time advantage of coiled tubing is estimated as 54 days of additional oil production.

The other factor is ESP performance index. During the cleanout operations the downhole gauges are deployed to determine the optimal ESP size and capacity. The received data make it possible to choose the right equipment optimized for maximum well performance in the first run thus avoiding the losses caused by conventional optimization that includes the deployment of “sacrificial ESPs”. Thus, in the wells cleaned by conventional methods the “sacrificial” ESPs are run at 75% of their capacity until the solids flowback ratio is decreased to the average field value, while after the coiled tubing underbalanced cleanout it is possible to have the ESP working at full capacity in the very first run. So, the additional production gain equals 25% under this criterion plus the gain due to the optimal production rate chosen.

During the field studies performed for comparison of overbalanced and underbalanced cleanouts the ►

**ЗАГРУЗКА МЕЖТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА  
ВЗВЕШЕННЫМИ ТВЕРДЫМИ ЧАСТИЦАМИ**

На следующем этапе необходимо предсказать возможную загрузку межтрубного пространства частицами и оценить приблизительное время, необходимое для самоочистения. Как только скорость потока становится достаточной для поднятия твердых частиц, они заполняют межтрубное пространство и разница между ГД в стволе и пласте уменьшается. При недостаточно низком ГД в стволе скорость потока падает до уровня  $\omega_{min}$ , частицы перестают двигаться вверх. Максимальная загрузка межтрубного пространства частицами должна быть таковой, чтобы ГД в стволе скважины сохраняло скорость потока на уровне, большем, чем  $\omega_{min}$ , и слой взвешенных твердых частиц поднимался выше данного интервала. Приблизительные оценки могут быть получены на основе сравнения величины  $\Delta P_{load}$ , необходимого для поднятия частиц в межтрубном пространстве, и величины  $\Delta P_{min}$ , необходимой для создания потока со скоростью  $\geq 2 \times \omega_{min}$ . Если условие  $\Delta P_{load} \geq \Delta P_{min}$  выполняется, то можно проводить оценку времени, которое понадобится на самоочистение. В ином случае планирование самоочистения себя не оправдает.

$$\Delta P_{min} = \frac{Q_{min} \times K}{PI} = \frac{\omega_{min} \times A}{PI},$$

где  $Q_{min}$  – минимальная объемная скорость потока,  $м^3/мин$ ;

$K$  – константа,  $K = 2 \times 60 \times 24 = 2880$ ;

$PI$  – коэффициент производительности,  $\frac{м^3}{день \times атм}$ ;

$A$  – площадь поперечного сечения,  $м^2$ ;

Для простоты расчетов в рамках данной модели при помощи существующих программных пакетов можно привлечь принцип эквивалентного гидростатического давления. В воображаемой системе циркуляции в скважине давление в забое зависит только от ГД. Таким образом, эквивалентное ГД определяется как  $P_{equiv} = BHP_i = \rho_{equiv} \times g \times TVD_i$ . Затем следует пересчитать эквивалентное ГД с учетом загрузки твердыми частицами межтрубного пространства. Это можно сделать за одну операцию. Результат имеет погрешность порядка 0–5% по сравнению с предыдущим методом.

$$\Delta P_{load} = P_r - \frac{\rho_{equiv} \times V_{well} + A \times H_{SF} \times \rho_s \times \epsilon}{V_{well}} \times g \times TVD_{perf},$$

где  $P_r$  – пластовое давление;

$\rho_{equiv}$  – эквивалентная средняя плотность флюида в скважине;

$V_{well}$  – объем скважины от устья до интересующего нас интервала;

$H_{SF}$  – измеренная высота слоя твердых частиц выше интервала;

$TVD_{perf}$  – фактическая глубина по вертикали до интервала.

significant impact on the final PI has been observed. Typically, the PI is 18–20% higher for the wells cleaned underbalanced with coiled tubing. This difference can be explained by the fact that during the underbalanced cleanout the workover and fracturing fluids flow back right after the hydraulic fracturing operation. These fluids typically contain polymers and additives that are potentially damaging to formation and their instant removal prevents the associated problems. Thus, the final fracture conductivity after underbalanced cleanout is close to the initial parameters achieved during the fracturing. With the conventional methods these 18–20% of production gain are lost which corresponds to 55 tons of oil per day per well.

Another problem related to workover activities is scaling due to the mixture of workover fluids and formation water. The quality of water for workover fluids is hard to control due to the fact that the water is taken from shallow Senoman formation and salts distribution is not even in each batch. Reduction of workover cycles decreases the risk of scale precipitation in the formation and in ESPs in the course of flowback during the production.

**CONCLUSIONS**

Application of coiled tubing for cleanouts after fracturing has shown the following principal advantages:

1. Avoidance of deployment of “sacrificial” ESPs, which decreases the number of workovers and associated well killing operations.
2. Extended life of ESPs deployed for production – decreased failure rate caused by flowback solids.
3. Fewer workover fluids to be pumped which decreases the rate of scale precipitation in the formation and later in ESPs.
4. Increased PI for the wells cleaned underbalanced due to the removal of damaging workover fluids and faster fracture cleanup.
5. Enhanced effect from stimulation activities and the increased NPV from the spent budget.
6. Workover time and budget savings when self-cleaning is implemented. ©

**Unit Conversion Factors**

**bbl** x 1.59 E + 02 = liter

**ft** x 3.048 E – 01 = m

**gal** x 3.785 E + 00 = liter

**gal/bbl** x 2.38 E + 01 = liter/m<sup>3</sup>

**in** x 2.54 E – 02 = m

**ksi** x 6.895 E + 06 = Pa

**lb** x 4.53 E – 01 = kg

**lb/bbl** x 2.853 E + 00 = kg/m<sup>3</sup>

**psi** x 6.895 E + 03 = Pa

(°F-32) x 5/9 E + 00 = °C

### ОЦЕНКА ВРЕМЕНИ РАБОТ

При определении промежутка времени, необходимого для самоочистки, необходимо учитывать обратный приток несвязанных твердых частиц. Чтобы принять этот факт во внимание, для каждого месторождения выбирается средний статистический коэффициент, соответствующий операции по ГРП. Процесс самоочистки следует прекращать, когда концентрация твердых частиц в обратном притоке упала до минимума и не увеличивается в течение периода времени, в 1,5–2 раза превышающего время, которое требуется для подъема твердых частиц с забоя скважины на поверхность. Определение этого момента очень важно для планирования времени проведения операции и стоимости азота. Сложность такого определения связана с необходимостью приостановки самоочистки во время обратного притока твердых частиц. Для этих целей скважина промывается флюидом, что позволяет установить нормальное ГД в течение периода, необходимого для поднятия твердых частиц на поверхность. Затем можно осуществить спуск ГТ в скважину и проверить забой.

### РЕАЛИЗАЦИЯ В ПОЛЕВЫХ УСЛОВИЯХ

Обе методики были реализованы, и на данный момент более 500 скважин прошли очистку после проведения в них ГРП. В процессе очистки было замечено, что большинство интервалов, подвергшихся ГРП, имеют потенциал к самоочистке. Такой потенциал адекватно определяется с помощью усовершенствованного метода/ метода самоочистки и дает предсказуемые результаты. Конечно, не всякая скважина является кандидатом на применение данного метода. На практике большинство скважин, очищенных с использованием подобного метода, имели несколько интервалов. Кроме того, в представленных уравнениях предусмотрен достаточный коэффициент безопасности, что уменьшает реальный потенциал скважины. Поэтому все 100% спроектированных операций по очистке были применены в полевых условиях. Сравнение методов показывает очевидные преимущества метода самоочистки.

Средние значения параметров операции по очистке с применением колтубинга:

- время операции составляет 2–5 дней, включая время на закачку азота в скважину (12–16 часов);
- объем извлеченного из ствола скважины песка составляет около 3м<sup>3</sup>, что соответствует высоте 150 м для обсадной колонны диаметром 177,8 мм;
- объем обратного притока песка из интервалов перфорации составляет около 4м<sup>3</sup>, что соответствует высоте в 200 м для обсадной колонны диаметром 177,8 мм.

## ПРИЛОЖЕНИЕ ATTACHMENT

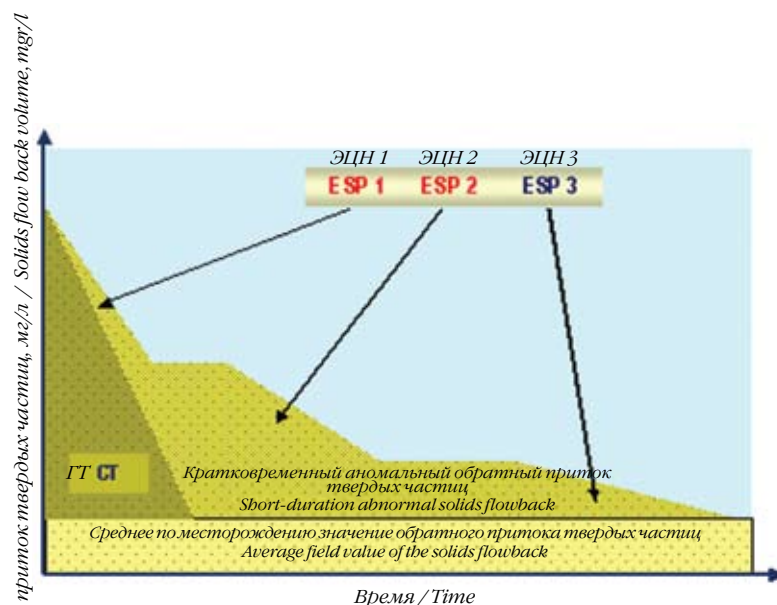


Рисунок 1 – Эффект, оказываемый очисткой с применением ГТ на темп отбора твердых частиц, в сравнении с методом установки «жертвенного» ЭЦН

Figure 1 – The effect of CT cleanout on solids flowback rate in comparison with “sacrificial” ESP’s deployment

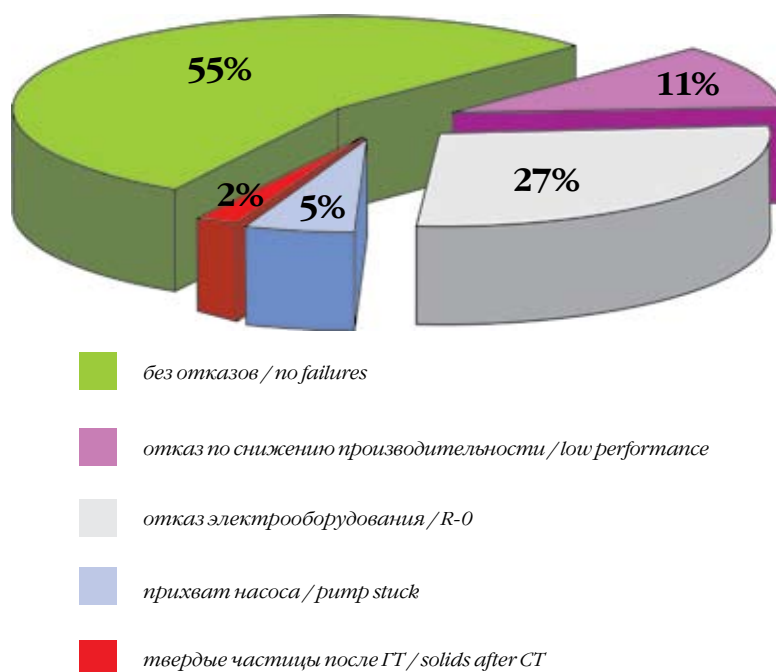


Рисунок 2 – Число и типы отказов оборудования в скважинах, очищенных с помощью колтубинговых технологий

Figure 2 – The number and type of failures in the wells cleaned with CT

### ВЛИЯНИЕ НА ДАЛЬНЕЙШУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ СКВАЖИНЫ И ЕЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ

Внедрение колтюбинговых технологий позволило снизить время на проведение заканчивания скважины и уменьшить частоту отказов ЭЦН из-за обратного притока твердых частиц из пласта. Эффективность очисток с применением ГТ достигло уровня в 98%, что соответствует уменьшению затрат на замену и техническое обслуживание отказавших ЭЦН, а также дополнительному приросту нефти благодаря более редким циклам КРС. Средний межремонтный период ЭЦН для скважин, очищенных с помощью колтюбинга, составляет 80–90 дней, в то время как для скважин, очищенных традиционными способами, этот период равен 24–30 дням. В целом преимущество колтюбинговых технологий можно оценить как 54 дополнительных дня нефтедобычи.

Еще одним фактором является коэффициент производительности ЭЦН. Во время операций по очистке в скважине размещаются измерительные приборы, которые определяют оптимальные размеры и производительность ЭЦН. Полученные данные позволяют во время первой спуско-подъемной операции установить правильное оборудование, которое оптимизировано для достижения максимальной производительности скважины, и избежать тем самым потерь, связанных с традиционной процедурой оптимизации, которая включает в себя установку «жертвенного» ЭЦН. Таким образом, после очистки скважин традиционными методами, «жертвенные» ЭЦН работают в них на 75% от своей мощности до тех пор, пока коэффициент, характеризующий обратный поток твердых частиц, не снизится до среднего значения по месторождению. После очистки скважины с помощью колтюбинга, можно запустить ЭЦН на полную мощность уже в самом начале эксплуатации скважины. То есть дополнительный прирост в добыче по этому критерию составляет 25%. Также к этому нужно добавить прирост, обусловленный выбором оптимального темпа добычи.

Во время полевых исследований, проводившихся для сравнения методов очистки в условиях повышенного и пониженного ГД в стволе скважины, наблюдалось значительное влияние выбранного метода на конечное значение коэффициента производительности PI. Обычно для скважин, очищенных с помощью колтюбинга на депрессии, коэффициент PI на 18–20% выше. Эту разницу может объяснить тот факт, что во время очистки на депрессии жидкости для КРС и ГРП уходят из пласта сразу после окончания ГРП. Эти жидкости, как правило, содержат полимеры и добавки, которые могут вызвать повреждения пласта, поэтому их

### ПРИЛОЖЕНИЕ ATTACHMENT

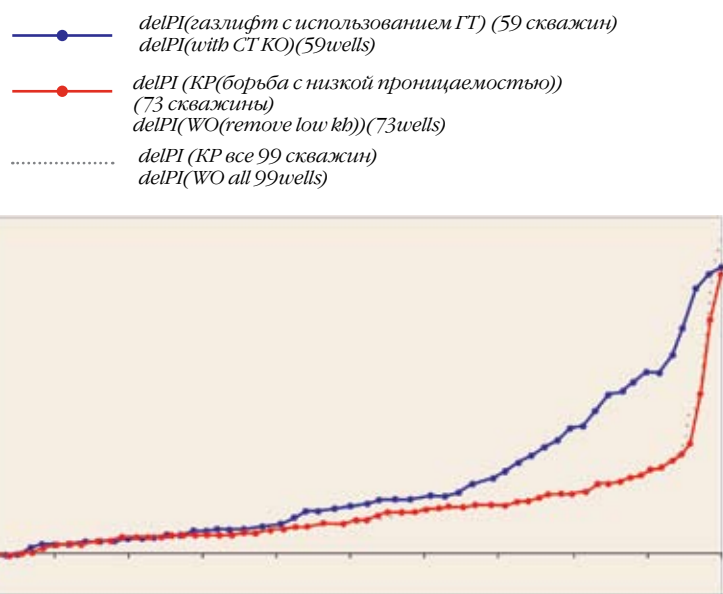


**Рисунок 2а – Влияние очистки с применением ГТ на эксплуатационные качества ЭЦН. Номер 1 соответствует новому насосу, № 2 – насос из скважины, очищенной с помощью ГТ, № 3 – насос из скважины, очищенной традиционными методами**

**Figure 2a – The effect of CT cleanout on ESP performance. Part #1 is taken from the new pump, #2 – pump from the well cleaned with CT, #3 – pump from the well cleaned by conventional methods**

**Статистические результаты азотного газлифта с использованием ГТ по данным ЮНГ, июль 2002-декабрь 2003 гг.**

**Statistical Effect of CT N2 KO data from YNG Jul2002-Dec 2003**



**Рисунок 3 – Статистическое распределение величины delPI (м³/д/атм) показывает значительное улучшение потенциала скважины, когда сразу после ГРП следует быстрая очистка с использованием азотного газлифта при помощи ГТ. Прирост в 30% случаев является статистически более значимым (коэффициент прироста – 2–3) для скважин с наибольшим потенциалом. Для скважин с меньшим потенциалом (в 30% случаев) эффект пренебрежимо мал**

**Figure 3 – Statistical Distribution of delPI shows a significant improvement of well potential when the frac is immediately followed by a rapid cleanup period using CT nitrogen lift. The gain is statistically considerably higher (2 to 3 times) on the well with the highest potential (30% of cases). On lower potential well (30% of cases) the impact is negligible**

быстрое удаление предотвращает связанные с такими повреждениями проблемы. Таким образом, конечная проводимость трещины при очистке на депрессии близка к начальному значению, достигнутому в процессе гидроразрыва. При использовании традиционных методов мы теряем эти 18–20% производительности, что соответствует 55 тоннам нефти в день с одной скважины.

Еще одной проблемой, связанной с проведением КРС, является солеобразование из-за наличия смеси жидкостей для КРС и пластовой воды. Качество воды, используемой в жидкостях для КРС, тяжело контролировать из-за того, что она добывается из неглубокого пласта сеномана, и содержание солей в разных партиях жидкости для КРС варьируется. Уменьшение числа циклов КРС снижает риск солеобразования в пласте и ЭЦН при обратном притоке флюида во время добычи.

## ВЫВОДЫ

Применение колтюбинга при очистке скважин после ГРП продемонстрировало следующие основные преимущества:

1. Нет необходимости размещать в скважине «жертвенные» ЭЦН, что приводит к уменьшению числа КРС и связанных с ними операций по глушению скважин.
2. Увеличивается срок службы ЭЦН, установленных для осуществления добычи, и снижается частота отказов из-за обратного притока твердых частиц.
3. Уменьшается количество жидкостей для КРС, которое необходимо использовать, что снижает интенсивность солеобразования в пласте, а затем и в ЭЦН.
4. Увеличивается коэффициент производительности PI для скважин, очищенных на депрессии, благодаря удалению повреждающих пласт жидкостей для КРС и быстрой очистке трещины.
5. Усиливается эффект от процедур по стимулированию притока и увеличивается чистая приведенная стоимость потраченного бюджета.
6. При использовании метода самоочищения сокращается время на проведение КРС и обеспечивается экономия бюджетных средств. ©

Коэффициенты согласования размерностей

**баррель**  $\times 1.59 \text{ E} + 02 = \text{литр}$ ; **фут**  $\times 3.048 \text{ E} - 01 = \text{м}$ ;

**галлон**  $\times 3.785 \text{ E} + 00 = \text{литр}$ ;

**галлон/баррель**  $\times 2.38 \text{ E} + 01 = \text{литр/м}^3$ ;

**дюйм**  $\times 2.54 \text{ E} - 02 = \text{м}$ ; **кило-фунт** на кв. дюйм  $\times 6.895 \text{ E} + 06 = \text{Па}$ ;

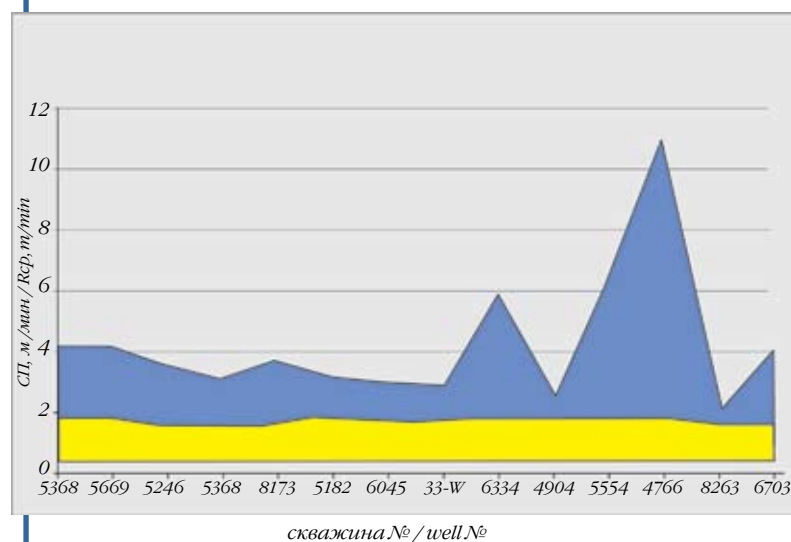
**фунт**  $\times 4.53 \text{ E} - 01 = \text{кг}$ ; **фунт/баррель**  $\times 2.853 \text{ E} + 00 = \text{кг/м}^3$ ;

**фунт** на кв. дюйм  $\times 6.895 \text{ E} + 03 = \text{Па} (^{\circ}\text{F}-32) \times 5/9 \text{ E} + 00 = ^{\circ}\text{C}$

## ПРИЛОЖЕНИЕ ATTACHMENT

### Скорость проходки / Rate of penetration

- СП при стандартном методе  
ROP standard method
- СП при усовершенствованном методе  
ROP advanced method



**Рисунок 4 – Сравнение скоростей проходки во время очистки стандартным и усовершенствованным методами**

**Figure 4 – Comparison of rate of penetration during the cleanout using standard and advanced methods**