

ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

SELECTION OF WELL KILLING TECHNOLOGY FOR COMPLEX GEOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL CONDITIONS

Н. Н. Краевский
Nikolay N. Kraevskiy

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation

Р. А. Исламов
Rinat A. Islamov

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation

Ю. Б. Линд
Yulia B. Lind

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation

Глушение скважин в процессе подземного ремонта при сложных геолого-технологических условиях сопряжено с рядом негативных факторов: поглощением жидкости глушения, потерей циркуляции и т.д. Эти явления снижают качество ремонта, создают риски для работы персонала, приводят к значительному увеличению времени ремонта.

В статье рассмотрен разработанный специалистами ООО «РН-БашНИПИнефть» алгоритм выбора технологии глушения для сложных геолого-технологических условий.

Для определения эффективной технологии глушения скважины необходимо провести анализ геолого-технической информации по скважине, спрогнозировать возможные осложнения в процессе глушения и исключить их при составлении дизайна работ. Учет данных по истории ремонта и эксплуатации скважины также способствует повышению эффективности прогнозирования осложнений, позволяя сократить возможный простой скважины на время повторного глушения и, как следствие, снизить потери нефти и сопутствующие затраты.

Перед использованием тех или иных химических составов необходимо учитывать, что эксплуатационные характеристики коммерческих продуктов могут отличаться (отсутствует единый стандарт производителей), и требуется обязательное лабораторное тестирование каждого продукта на определение его физико-химических свойств, совместимость с применяемыми реагентами и пластовым флюидом, проведение фильтрационных экспериментов на керне для подтверждения сохранения проницаемости и, при необходимости, другие экспериментальные исследования, включенные в программу тестирования для конкретных геолого-технологических условий. Обязательно также проведение опытно-промысловых испытаний.

Предлагаемый авторами алгоритм выбора технологии глушения скважин в осложнённых геолого-технологических условиях позволяет повысить эффективность работ по глушению, исключая влияние неблагоприятных факторов и, тем самым, снижая риск появления возможных осложнений на основе их прогнозирования. Применение предложенного алгоритма позволяет качественно повысить успешность операций по глушению скважин.

Well killing in underground repair under difficult geological and technological conditions is associated with a number of negative factors: absorption of well killing fluid, loss of circulation, etc. These phenomena reduce the quality of repair, create risks for staff work and lead to significant increase of repair time.

The article is devoted to an algorithm of selecting well killing technology for complex geological and technological conditions developed by specialists of RN-BashNIPIneft LLC.

Ключевые слова

технология глушения скважин;
геолого-технологические условия;
блокирующий состав глушения;
матрица применимости

Key words

well killing technology;
geological and technological
conditions; blocking composition;
validity matrix

To determine an efficient technology of well killing, it is necessary to consider the geological and technical information on the well, predict possible troubles in the well killing process and exclude them when works planning. Taking into account data on the history of well repair and operation also contributes to improving efficiency of troubles predicting, thus allows reducing the possible well downtime during re-jamming, and, as a result, decreasing oil losses and associated costs.

Before using some chemical compounds, it is necessary to note that operating characteristics of commercial products can differ (there is no single standard of manufacturers), and this requires compulsory laboratory testing of each product to determine its physical and chemical properties, compatibility with used reagents and formation fluid, carrying out filtration core experiments to confirm the saving of permeability and, if necessary, other experimental studies included in the testing program for specific geological and technological conditions. It is also mandatory to conduct experimental field tests.

The proposed algorithm of selecting well killing technology for complex geological and technological conditions allows increasing the efficiency of well killing operations, eliminating the influence of adversities, and thereby reducing the risk of possible troubles based on their prediction. The use of proposed algorithm makes it possible to improve the success of well killing operations.

Введение

Глушение скважин технологическими растворами — необходимый процесс при бурении, освоении и подземном ремонте скважин для создания противодавления на продуктивный пласт, при котором прекращается поступление пластового флюида в скважину. Одним из основных отрицательных факторов процесса глушения является поглощение технологического раствора продуктивным пластом, которое может стать причиной нефтегазоводопроявления, а также снижения фильтрационных свойств призабойной зоны пласта. Вопросам борьбы с поглощением во время закачивания (освоения) и при ремонтных операциях на скважинах посвящено множество исследований [1], в которых было предложено немало новаторских методов и составов глушения скважин. Однако в имеющихся работах предоставлено недостаточно информации для оценки достоинств и ограничений при применении описанных методов. В данной статье предлагается алгоритм выбора технологии глушения для сложных геолого-технологических условий.

К геологическим условиям, осложняющим глушение скважин, относятся: высокая неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных пластов по площади и разрезу, наличие литологических замещений или тектонических нарушений, делящих залежи на изолированные блоки, высокая пластовая температура, аномально высокое или низкое пластовое давление.

К сложным технологическим условиям относятся скважины с повышенной кавернозно-

Introduction

Well killing by means of technological solutions is a necessary process in drilling, development and underground repair of wells for creating back pressure on the productive formation, which stops the flow of reservoir fluid into the well. One of the main negative factors of the well killing process is absorption of the technological solution by the productive reservoir, which can cause oil and gas occurrence, as well as decrease of bottom-hole zone filtration properties. Many studies have been devoted to the issues of absorptions in well completion (development) and repairs [1], where a number of innovative methods and compositions for well killing have been proposed. However, there is a lack of information in available works to assess the advantages and limitations of using the described methods. This article offers an algorithm for selecting a well killing technology for complex geological and technological conditions.

The geological conditions that complicate well killing process include: high heterogeneity of filtration and reservoir properties (FRP) of productive formations over the length and depth of the stratum, the presence of lithological substitutions or tectonic disturbances that divide deposits into isolated blocks, high reservoir temperature, abnormally high or low reservoir pressure.

Complicated technological conditions include wells with increased cavernosity caused

стью, вызванной выносом горной породы, отклонениями в закачивании по причине деформации хвостовиков и интервалов перфорации.

Информация, необходимая для выбора технологии глушения скважин

К выбору технологии глушения необходимо приступить после того, как будет собрана имеющаяся информация по скважине, на которой необходимо провести глушение:

1. Изучается информация, представленная в наряде-заказе на глушение скважины. Наряд-заказ содержит следующую информацию: способ эксплуатации и вид предстоящего ремонта, геолого-техническая характеристика скважины (мощность и глубина залегания пласта, пластовые давление и температура, система заканчивания, интервал перфорации, данные по эксплуатационной колонне, насосно-компрессорным трубам (НКТ) и погружному оборудованию);

2. При планировании операции глушения скважины должен быть учтен предыдущий опыт проведения работ по глушению на данной или соседних скважинах, оценена возможность возникновения осложнений — поглощения технологического раствора, низкое давление закачки, повышенный расход раствора и т.д.;

3. Для предупреждения возможных осложнений при глушении скважины необходимо проанализировать данные по пласту (тип коллектора, кавернозность, неоднородность ФЕС по разрезу и площади, водочувствительность, вынос механических примесей, который характеризуется количеством взвешенных частиц (КВЧ), давление насыщения, начальное пластовое давление) [2].

Рекомендации по выбору технологии глушения

В зависимости от конструкции скважины и планируемых работ в ней (особое внимание необходимо уделить дополнительным работам, таким как нормализация забоя, шаблонирование, скреперование эксплуатационной колонны и т.д.) нужно выбрать интервал установки контроля над поглощением технологического раствора:

- в продуктивном пласте;
- внутри перфорационного канала;
- внутри забойной компоновки;
- внутри эксплуатационной колонны;
- внутри НКТ.

При выборе технологии глушения конкретной скважины необходимо также учитывать геолого-технологические условия, которые могут повлиять на конечный результат.

by rock removal, deviations in completion due to deformation of the shanks and perforation intervals.

Information needed to select well killing technology

Selection of well killing technology should be started after the available information has been collected on the well where jamming is to be performed:

1. The information provided in the task order for well killing is being studied. The task order contains the following information: operation method and type of upcoming repair, geological and technical characteristics of the well (reservoir capacity and depth, pressure and temperature, completion system, perforation interval, data on the production string, tubing and submersible equipment);

2. When planning well killing operation it should be taken into account previous experience of well killing works on this or neighboring wells, estimated the possibility of troubles occurring — absorption of technological solution, low injection pressure, increased solution consumption, etc.;

3. To prevent possible troubles during well killing, it is necessary to analyze reservoir data (type of reservoir, cavernosity, heterogeneity of the FRP over the length and depth of the stratum, water sensitivity, removal of mechanical impurities characterized by the quantity of suspended particles (QSP), saturation pressure, initial reservoir pressure) [2].

Recommendations on selecting well killing technology

Depending on well design and the planned operations (special attention should be paid to additional works, such as bottom normalization, templating, scraping of production string, etc.), it is necessary to choose the interval for monitoring the absorption of the technological solution:

- in the productive layer;
- inside the perforation channel;
- inside the downhole layout;
- inside of the production string;
- inside the tubing.

When choosing a technology for particular well killing, it is also necessary to take into account the geological and technological conditions that may affect the final result.

Проанализировав интервалы, где возможно установить контроль над поглощением, и рассмотрев параметры эксплуатации скважины, авторы пришли к выводу, что при сложных геолого-технологических условиях наиболее эффективным способом исключения поглощения жидкости глушения продуктивным пластом является разобщение технологической жидкости и пласта с помощью блокирующего состава глушения (БСГ).

Правильный выбор физического принципа блокирования и состава БСГ, соответствующих геолого-техническим условиям залежи, конструкции скважины и планируемым мероприятиям, обеспечивает успешность подземных ремонтов скважин более 90 % [3].

Для снижения проникновения технологического раствора глушения в продуктивный пласт (снижения поглощения) применяется два основных принципа:

- повышение вязкости БСГ;
- закупоривание пор и каналов фильтрации твердыми частицами.

Основные типы БСГ, в которых реализованы эти принципы, представляют гелированные водные растворы и эмульсии (первый принцип) или дисперсные системы (суспензии) с твердой фазой (второй принцип) (рисунок 1).

After analyzing the intervals where it is possible to establish control over absorption, and considering the parameters of well operation, the authors concluded that under complex geological and technological conditions, the most efficient way to exclude absorptions of well killing fluid by a productive reservoir is to separate the technological fluid from the formation using a blocking compound (BC).

Correct selection of the physical principle of blocking and BC composition, corresponding to the geological and technical conditions of deposit, well design and planned works, ensures the success of underground well repairs by more than 90 % [3].

To reduce penetration of technological well killing solution into the productive reservoir (to reduce absorption), two main principles are being applied:

- increasing of BC viscosity;
- blockage of pores and filtration channels with solid particles.

The main types of BC that implement these principles are represented by gelled water solutions and emulsions (the first principle) or dispersed systems (suspensions) with a solid phase (the second principle) (Figure 1).

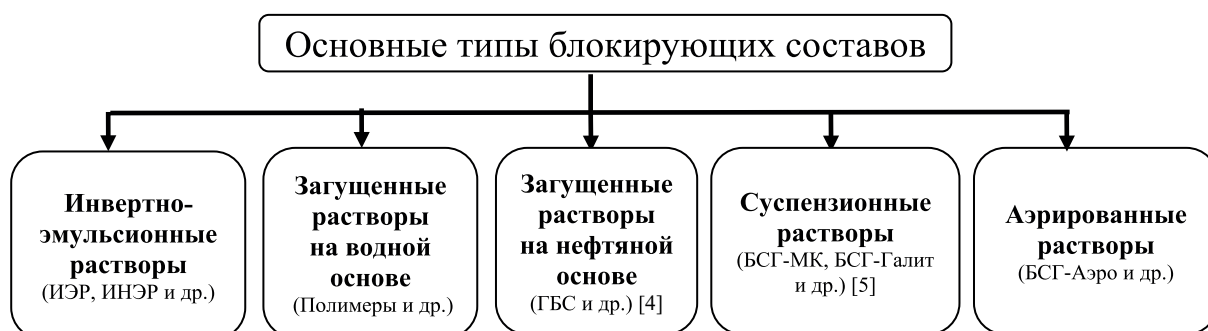


Рисунок 1. Основные типы (марки) блокирующих составов глушения

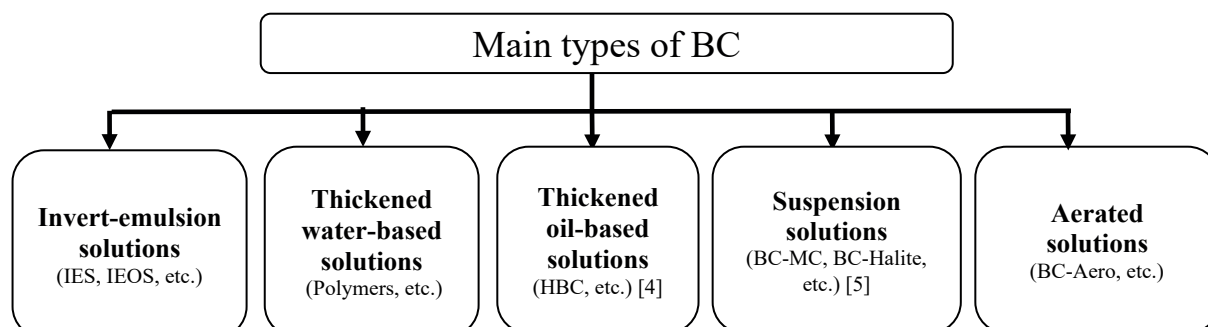


Figure 1. Main types (brands) of blocking compounds

Для определения технологии глушения скважины необходимо рассмотреть геолого-техническую информацию по скважине, определить возможные осложнения в процессе глушения и исключить их при составлении дизайна работ.

Алгоритм подбора технологии глушения состоит из следующих этапов

1. Анализ имеющейся геолого-технической информации по скважине

— Наряд-заказ. Информация, содержащаяся в наряде-заказе, позволяет определить удельный вес технологического раствора глушения, необходимый объем, необходимость использования БСГ (при внесении данной информации в наряд-заказ по результатам предыдущих операций глушения). Рекомендуется повторно оценить риск осложнений при глушении скважины, запросив дополнительную информацию.

— История ремонта скважины. Анализ предыдущих ремонтных работ в скважине позволит исключить ошибки при составлении дизайна работ, улучшить его. Необходимо обратить внимание на осложнения в процессе проведенных ремонтных работ, давление закачки в процессе глушения, объемы поглощения. При установлении фактов осложнений или предпосылок к ним в дизайн вносятся соответствующие корректировки.

— История эксплуатации скважины. Повышенное значение КВЧ указывает на образование кавернозности в призабойной зоне скважины, что должно подтверждаться данными предыдущих ремонтных работ (глушения), а именно: фиксироваться поглощение, с каждым последующим ремонтом при использовании БСГ должен увеличиваться его объем или уменьшаться давление закачки вследствие снижения контроля поглощения при ремонте.

2. Анализ геолого-технологических условий и выбор технологии глушения

Для предупреждения возможного осложнения при глушении скважины необходимо проанализировать данные по пласту: тип коллектора, кавернозность, неоднородность, водочувствительность, пластовые давление и температуру, давление насыщения, показатели эксплуатации скважины перед ремонтом. При отнесении скважины к сложным геолого-технологическим условиям рекомендуется использовать при глушении БСГ.

To select well killing technology, it is necessary to consider the geological and technical information on the well, determine possible troubles in the process of well killing and exclude them when drawing up the design of works.

The algorithm for selecting well killing technology consists of the following stages

1. Analysis of available geological and technical information on the well

– The task order. The information contained in the task order allows determining the specific weight of the technological solution, the required volume, and need in using BC (when entering this information in the task order on the base of previous operations results). It is recommended to re-evaluate the risk of troubles in well killing by requesting additional information.

– Well repair history. Analysis of previous repair works in the well allows eliminating errors when designing works, improving it. It is necessary to pay attention to the troubles occurred during repair works, the injection pressure in the process of well killing, the volume of absorptions. If the facts of troubles or preconditions for them have been determined, appropriate adjustments to the design should be made.

– Well operation history. An increased QSP value indicates development of cavernosity in the bottom-hole area of the well, which should be confirmed by data from previous repairs (well killing), namely: absorptions should be recorded, with each subsequent repair when using BC its volume should increase or injection pressure should decrease due to reduced absorption control during repair.

2. Analysis of geological and technological conditions and selection of well killing technology

To prevent possible troubles in well killing, it is necessary to analyze data on the formation: reservoir type, cavernosity, heterogeneity, water sensitivity, reservoir pressure and temperature, saturation pressure, well operation parameters before the repair. When assigning a well to complicated geological and technological conditions, it is recommended to use BC for its killing.

3. Определение типа блокирующего состава

Для выбора типа БСГ используется информация о виде ремонта, планируемых операциях и продолжительности. При планировании дополнительных работ в эксплуатационной колонне скважины предпочтение отдается БСГ с искусственным кольматантом, рекомендуется производить закачку с продавкой в пласт. Необходимо обращать внимание на температуру пласта и чувствительность к температуре планируемого к использованию полимерного загустителя. Способ эксплуатации скважины до и после ремонта позволяет определить метод установки БСГ (по НКТ или в заглубное пространство), метод освоения скважины после ремонта (насосом, переводом на нефть, применением деструктора для разрушения загустителя и т.д.).

На основе опытно-промысловых испытаний различных типов коммерческих составов глушения на месторождениях Западной и Восточной Сибири, Краснодарского края и Оренбургской области и результатов их дальнейшего промышленного применения составлена матрица применимости БСГ (таблица 1).

Необходимо учитывать, что эксплуатационные характеристики коммерческих продуктов могут отличаться (отсутствует единый стандарт производителей). Перед проведением опытно-промысловых испытаний необходимо обязательное лабораторное тестирование каждого продукта на определение его физико-химических свойств, совместимость с применяемыми реагентами и пластовым флюидом, проведение фильтрационных экспериментов на керне для подтверждения сохранения проницаемости и, при необходимости, другие экспериментальные исследования, включенные в программу тестирования для конкретных геолого-технологических условий.

Пример выбора технологии глушения на конкретной скважине

Рассмотрим выбор технологии глушения на примере конкретной скважины, пробуренной в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В таблице 2 представлены исходные данные по скважине.

Последовательность выбора технологии глушения скважины в соответствии с предложенным алгоритмом и матрицей применимости будет следующей:

1. Рассмотрена геолого-техническая информация по скважине:

— По результатам изучения наряда-заказа на глушение скважины рассчитаны удельный

3. Selecting a blocking compound type

To select the type of BC information about the type of repair, planned operations and their duration is used. When planning additional works in the production string of the well, preference should be given to BC with artificial colmatant, it is recommended to produce injection with overflush. It is necessary to pay attention to formation temperature and to sensitivity to the temperature of the polymer thickener planned to be used. The method of well operation before and after the repair allows determining the method of BC installation (on the tubing or in the annular space), the method of well development after repair (by the pump, transfer to oil, using a destructor to destroy the thickener, etc.).

Based on field tests of various types of commercial well killing compounds at the oilfields of Western and Eastern Siberia, the Krasnodar territory and the Orenburg region, and the results of their further industrial application, a matrix of BC applicability has been formed (Table 1).

It should be noted that operational characteristics of commercial products may differ (there is no single manufacturer standard). Before conducting field tests, it is necessary to carry out mandatory laboratory testing of each product to determine its physical and chemical properties, compatibility with used reagents and reservoir fluid, filtration experiments on the core to confirm the preservation of permeability, and, if necessary, other experimental studies included in the testing program for specific geological and technological conditions.

Case on selecting a well killing technology for a concrete well

Let's consider selecting a well killing technology on the case of a concrete well drilled in the Volga-Ural oil and gas province. Table 2 shows the initial data on the well.

The sequence of selecting the well killing technology in accordance with the proposed algorithm and the applicability matrix will be as follows:

1. Considering geological and technical information on the well:

— Upon the results of the study of well killing task order weight and volume of

Таблица 1. Матрица применимости БСГ

Наименование	Тип состава				
	Инвертно-эмульсионные	Загущенные на водной основе	Загущенные на нефтяной основе	Суспензионные растворы	Аэрированные растворы
Вид ремонта	Смена погружного оборудования	Смена погружного оборудования	Смена погружного оборудования	Доп. работы (нормализация забоя, шаблонирование и другие)	Смена погружного оборудования
Продолжительность	4 сут	7 сут	7 сут	15 сут	4 сут
Тпл, не более	60	90	60	120	60
Рпл. гидростатическое/ АНПД/ АВПД	Рпл. гидростатическое АНПД	Рпл. гидростатическое, АНПД, АВПД	Рпл. гидростатическое, АНПД, АВПД	Рпл. гидростатическое, АНПД, АВПД	Рпл. гидростатическое, АНПД
Водочувствительный коллектор	Да	Нет	Да	Да	Нет
Неоднородный коллектор	Нет	Да	Нет	Да	Нет
Продавка в пласт	Да	Нет	Да	Да	Нет
Фильтрационная корка	Нет	Нет	Нет	Да	Нет
Установка на перфорацию	Да	Да	Да	Да	Да
Установка в хвостовике	Да	Да	Да	Да	Да
Установка в открытом стволе	Да	Да	Да	Да	Да
Установка на фильтр	Нет	Нет	Нет	Да	Нет
Удельный вес, до, г/см ³	1,05	1,6	1,05	1,6	1,05
Нормализация забоя	Нет	Да	Да	Да	Нет

Table 1. Matrix of BC applicability

Name	Compound type				
	Invertemulsion	Thickened waterbased	Thickened oil based	Suspension solutions	Aerated solutions
Repair type	Change of submersible equipment	Change of submersible equipment	Change of submersible equipment	Additional works (bottom normalization, templating, etc.)	Change of submersible equipment
Duration	4 days	7 days	7 days	15 days	4 days
T _r , no more than	60	90	60	120	60
P _r hydrostatic / abnormally low reservoir pressure (ALRP) / abnormally high reservoir pressure (AHRP)	P _r hydrostatic, ALRP	P _r hydrostatic, ALRP, AHRP	P _r hydrostatic, ALRP, AHRP	P _r hydrostatic, ALRP, AHRP	P _r hydrostatic, ALRP
Watersensitive reservoir	Yes	No	Yes	Yes	No
Heterogeneous reservoir	No	Yes	No	Yes	No
Overflush	Yes	No	Yes	Yes	No
Filter cake	No	No	No	Yes	No
Installing for perforation	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Installing in the shank	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Installing in the open hole	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Installing at the filter	No	No	No	Yes	No
Specific weight before, g/cm ³	1.05	1.6	1.05	1.6	1.05
Bottom normalization	No	Yes	Yes	Yes	No

вес и объем технологического раствора глушения, расчет производился по нормативному документу предприятия, эксплуатирующего месторождение. Для оценки возможных рисков запрошена дополнительная информация по истории ремонта и эксплуатации скважины.

technological jamming solution have been calculated, the calculation was carried out according to the normative document of the company operating the oilfield. Additional information on the history of well repair and operation has been requested to assess possible risks.

Таблица 2. Исходные данные по скважине

Наименование	Ед. изм.	Показатель
Вид ремонта	—	Оптимизация (перевод на ЭЦН), ГИС (отбивка забоя)
Диаметр эксплуатационной колонны/толщина стенки	мм	168/9
Текущий забой	м	4443
Искусственный забой	м	4443
Интервал перфорации	м	4414–4420, 4427–4429
Гидро разрыв пласта	—	Проппант
Подземное оборудование	—	Пакер ПВМ на глубине 4370 м, воронка на глубине 4409 м
НКТ	мм	73
Рпл	атм	250
Тпл	°С	84
Qж	м ³ /сут	70
Обв	%	16
Газовый фактор	м ³ /т	764,5
КВЧ	мг/л	480
Коллектор	—	Терригенный/неоднородный

Table 2. Initial data on the well

Name	Unit	Value
Repair type	—	Optimization (change to electric submersible pump — ESP), well logging (tagging)
Production string diameter / Wall thickness	mm	168/9
Current bottomhole depth	m	4443
Artificial bottomhole depth	m	4443
Perforation interval	m	4414–4420, 4427–4429
Hydraulic fracturing	—	Proppant
Underground equipment	—	Packer TMP (Top metal packer) at 4370 m, funnel at 4409 m
Pumping and compressor pipes	mm	73
P _r	atm	250
T _r	°C	84
Q _l	m ³ /day	70
Water cut	%	16
Gas-oil ratio	m ³ /t	764,5
QSP	mg/l	480
Reservoir	—	Terrigenous/heterogeneous

— По данным предыдущих ремонтных работ в скважине зафиксированы отрицательные результаты глушения при применении как технологического раствора с удельным весом 1,02 г/см³, так и инвертно-эмульсионного раствора (ИЭР) совместно с технологическим раствором с удельным весом 1,02 г/см³ (строки 1–2 в таблице 3).

— По данным эксплуатации скважины отмечается повышенный вынос КВЧ (частота замеров непостоянна), существует вероятность образования каверн, о чем косвенно свидетельствует низкая успешность предыдущих работ по глушению с применением БСГ.

2. Рассмотрены геолого-технологические условия скважины: тип коллектора — терригенный, неоднородный, пластовое давление —

— According to previous repair works data, negative results of well killing were recorded in the well when using both a technological solution with specific weight of 1,02 g/cm³ and an invert-emulsion solution (IES) together with a technological solution with specific weight of 1,02 g/cm³ (lines 1–2 in Table 3).

— According to the well operation data, there is an increased QSP removal (the frequency of measurements is not constant), and there is a probability of caverns formation, which is indirectly evidenced by the low success of previous works on well killing using BC.

2. Considering geological and technological conditions of the well: type of reservoir — terrigenous, heterogeneous, formation pressure

аномально низкое, возможность образования кавернозности. Сделан вывод о том, что скважина эксплуатируется в осложненных геолого-технологических условиях.

По результатам анализа полученной информации рекомендовано глушение скважины производить с применением БСГ.

Поскольку при предыдущих ремонтных работах фиксировалось поглощение технологического раствора, рекомендуется использовать суспензионный БСГ с продавкой в пласт для образования фильтрационной корки. Это позволит обеспечить контроль поглощения при проведении дополнительных операций на скважине (см. таблицу 1). На скважине запланированы следующие технологические операции: подъем НКТ с пакером, геофизические исследования скважин (ГИС — отбивка забоя), по результатам отбивки забоя возможно проведение нормализации забоя, шаблонирования эксплуатационной колонны, спуск погружного оборудования. Обводненность добываемой продукции свыше 10 % позволяет использовать водорастворимые полимеры и кольматанты без применения деструктора при обеспечении притока из пласта следующими методами освоения: погружным насосом или снижением удельного веса жидкости в скважине переводом на нефть (необходимость данной операции определяется после окончания ремонта).

3. Объем БСГ рассчитан согласно рекомендациям поставщика, и при стандартных условиях составляет 7 м³. Принимая во внимание риск образования каверн (обусловленный фактами поглощения и повышенного КВЧ), объем которых рассчитать невозможно, так как нет постоянной фиксации КВЧ с добываемой продукцией, рекомендуется увеличить объем вдвое, по опыту проведенных ранее работ [4].

Закачку БСГ рекомендуется производить по НКТ с продавкой в пласт, скважина оборудована пакером, после срыва пакера выполнена обратная промывка. Объем и удельный вес технологической жидкости глушения оставляют первоначальным в соответствии с нарядом-заказом [5].

Дизайн согласовывается с ответственным специалистом предприятия, эксплуатирующего месторождение.

По результатам выполненного глушения проведено сравнение полученных результатов с данным предыдущих операций (таблица 3).

is abnormally low, there exists a possibility of cavernosity formation. It is concluded that the well is operated in complicated geological and technological conditions.

According to the results of acquired information analysis, it is recommended to conduct well killing using BC.

Since the absorption of the technological solution was recorded during previous repair works, it is recommended to use a suspension BC with an overflush to form a filter cake. This will allow monitoring of absorption during additional operations at the well (see the Table 1). The following technological operations are planned in the well: lifting of the tubing with a packer, well logging (tagging), probable bottom normalization and production string templating by the results of tagging, and descent of submersible equipment. The water cut of extracted well production more than 10 % allows using watersoluble polymers and colmatants without destructor while ensuring the inflow from the reservoir by development methods, such as submersible pumps or decrease of well solution specific weight by its change to oil (the need for this operation is determined after the repair).

3. Calculation of BC volume is made according to the provider's recommendations, and under standard conditions is 7 m³. Taking into account the risk of caverns formation (due to absorption and increased QSP), the volume of which cannot be calculated since there is no permanent fixation of QSP with the extraction of products, it is recommended to double the volume on the base of previous works experience [4].

BC injection is recommended to be performed by tubing with overflush, the well is equipped with a packer, after the packer failure backwash has been performed. The volume and specific weight of the technological jamming solution have been left the original in accordance with the task order [5].

The design has been approved by the responsible specialist of the company operating the oilfield.

On the base of performed well killing, the obtained results have been compared with the data on previous operations (Table 3).

Таблица 3. Сравнительные данные

Год	Технология глушения	Время ремонта, сут	Плановый объем, м ³	Фактический объем, м ³	Поглощение, м ³	Снижение Q _ж после ремонта	Рост обводненности после ремонта
2011	Раствор	5	56	112	56	зафиксировано	зафиксировано
2013	ИЭР + раствор	5	7 + 53	7 + 112	62	зафиксировано	зафиксировано
2014	БСГ суспензионный + раствор	5	14 + 53	14 + 53	0	нет	нет

Table 3. Comparative data

Year	Well killing technology	Repair duration, days	Planned volume, m ³	Real volume, m ³	Absorption, m ³	Decrease of Q _i after repair	Increase of water cut after repair
2011	Solution	5	56	112	56	Recorded	Recorded
2013	IES + solution	5	7 + 53	7 + 112	62	Recorded	Recorded
2014	Suspension BC + solution	5	14 + 53	14 + 53	0	No	No

Из таблицы 3 видно, что применение предложенного алгоритма на указанной скважине позволило провести эффективное глушение скважины без снижения ее дебита и роста обводненности. Предлагается использовать данный алгоритм при выборе технологии глушения на скважинах со сложными геолого-технологическими условиями.

Выводы

- Предложен алгоритм выбора технологии глушения скважин в осложнённых геолого-технологических условиях, основанный на анализе геолого-технической информации по скважине и обоснованном подборе блокирующих составов.
- Анализ результатов тестирования предложенного алгоритма на конкретной скважине показал его эффективность. Таким образом, предварительное рассмотрение данных по истории ремонта и эксплуатации скважины, прогнозирование возможных осложнений позволяют сократить возможный простой скважины на время повторного глушения и, как следствие, снизить потери нефти и сопутствующие затраты.
- В целом, применение предложенного алгоритма и предварительное лабораторное тестирование составов глушения позволяют качественно повысить успешность операций по глушению скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ross C.M., Williford J., Sanders M.W. Current Materials and Devices for Control of Fluid Loss // Asia Pacific Oil and Gas: Materials of SPE Conference and

Table 3 shows that application of the proposed algorithm on the concrete well allowed conducting efficient well killing without reducing its production rate and increasing water cut. It is proposed to use this algorithm when selecting well killing technology for wells with complicated geological and technological conditions.

Conclusions

- An algorithm for selecting well killing technology in complicated geological and technological conditions has been proposed, based on the analysis of geological and technical information on the well and reasonable selection of blocking compounds.
- Analysis of obtained results on testing the proposed algorithm on a concrete well has shown its efficiency. Thus, a preliminary examination of the data on the history of well repair and operation, and prediction of possible troubles allows reducing well downtime during re-jamming and, as a result, decreasing oil losses and associated costs.
- In general, application of the proposed algorithm and preliminary laboratory testing of well killing compositions allow improving qualitatively the success of well killing operations.

Exhibition. Jakarta, Indonesia. 1999. SPE-54323-MS. DOI: 10.2118/54323-MS.

2. Краевский Н.Н., Гусаков В.Н., Исламов Р.А., Теплоухова А.В. Обоснование выбора технологий и составов реагентов для восстановления продуктивности

горизонтальных скважин на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2019. № 8. С. 130–135. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-130-135.

3. Желонин П.В., Мухаметшин Д.М., Арчиков А.Б., Звонарев А.Н., Краевский Н.Н., Гусаков В.Н. Обоснование алгоритма выбора технологий глушения скважин // Научно-технический вестник «НК «Роснефть». 2015. № 2 (39). С. 76–81.

4. Гусаков В.Н., Краевский Н.Н., Хакимов А.Ф., Тропин А.Ю., Сахань А.В. Технология предупреждения поглощений при проведении ПРС в условиях низких пластовых давлений // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 50–52.

5. Акимов О.В., Здольник С.Е., Худяков Д.Л., Тяпов О.А., Гусаков В.Н., Краевский Н.Н. Технологии глушения скважин с гидроразрывом пласта в условиях аномально высоких и аномально низких пластовых давлений // Нефтяное хозяйство. 2010. № 2. С. 92–95.

REFERENCES

1. Ross C.M., Williford J., Sanders M.W. Current Materials and Devices for Control of Fluid Loss. *Materials of SPE Conference and Exhibition «Asia Pacific Oil and Gas»*. Jakarta, Indonesia, 1999, SPE-54323-MS. DOI: 10.2118/54323-MS.

2. Kraevskii N.N., Gusakov V.N., Islamov R.A., Tiploukhova A.V. Obosnovanie vybora tekhnologii i sos-

tavov reagentov dlya vosstanovleniya produktivnosti gorizontallykh skvazhin na Vankorskom mestorozhdenii [The Rationale for Selection of Technologies and Formulations of Reagents for Restoring the Productivity of Horizontal Wells in the Vankor Field]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2019, No. 8, pp. 130–135. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-130-135. [in Russian].

3. Zhelonin P.V., Mukhametshin D.M., Archikov A.B., Zvonarev A.N., Kraevskii N.N., Gusakov V.N. Obosnovanie algoritma vybora tekhnologii glusheniya skvazhin [Algorithm Justification of Well Killing Technology Selection]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik «NK «Rosneft'» — Scientific and Technical Bulletin of «Rosneft'»*, 2015, No. 2 (39), pp. 76–81. [in Russian].

4. Gusakov V.N., Kraevskii N.N., Khakimov A.F., Tropin A.Yu., Sakhan' A.V. Tekhnologiya preduprezhdeniya pogloshchenii pri provedenii PRS v usloviyakh nizkikh plastovykh davlenii [Technology of Absorption Prevention during Workover in Conditions of Low Reservoir Pressure]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2013, No. 10, pp. 50–52. [in Russian].

5. Akimov O.V., Zdol'nik S.E., Khudyakov D.L., Tyapov O.A., Gusakov V.N., Kraevskii N.N. Tekhnologii glusheniya skvazhin s gidrorazryvom plasta v usloviyakh anomal'no vysokikh i anomal'no nizkikh plastovykh davlenii [Well Kill Technologies with Fluid Loss Control for Hydro-Fractured Wells Under AHFP and ALFP Conditions]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2010, No. 2, pp. 92–95. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

Краевский Николай Николаевич, старший эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Nikolay N. Kraevskiy, Chief Expert, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: KraevskyNN@bnipi.rosneft.ru

Исламов Ринат Асхатович, старший эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Rinat A. Islamov, Chief Expert, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: IslamovRA@bnipi.rosneft.ru

Линд Юлия Борисовна, канд. физ.-мат. наук, ученый секретарь, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Yulia B. Lind, Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Scientific Secretary, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: LindUB@bnipi.rosneft.ru