



РОСНЕФТЬ

Опыт закрепления проппанта в условиях низких температур верхнечонского горизонта

VCNG: Proppant Optimisation in the Low Temperature Verkhnaya-Chona Field

Кушнарченко Денис Викторович: Начальник отдела управления проектами новых технологий ПАО «Верхне-чонскнефтегаз»
 Хохлов Данил Игоревич: Начальник отдела скважинных технологий ПАО «Верхнечонскнефтегаз»
 Харисов Ринат Ямиганунович: Канд. хим. наук, заведующий лабораторией технологий ОПЗ ООО «РН-УфаНИПИнефть».
 Комиссаров Алексей Николаевич: Инженер НИЦ ООО «РН-ГРП».
 Ивановская Дарья Александровна: Инженер НИЦ ООО «РН-ГРП».

Denis Kushnarenko: Department Head, Project Management for New Technology, Verkhnechonskneftegaz
 Danil Khoklov:
 Department Head, Well Technology, Verkhnechonskneftegaz
 Rinat Kharisov:
 BHT Technology Lab Head, Chemistry PhD, RN UfaNIPIneft
 Alexei Komissarov: Engineer, the RN GRP Research Center
 Daria Ivanovskaya: Engineer, the RN GRP Research Center

В статье приведены первые результаты испытания технологии химического закрепления низкотемпературного проппанта после ГРП в условиях низких температур Верхнечонского месторождения ПАО «Верхнечонскнефтегаз». Испытаниями установлены эффекты снижения выноса проппанта при освоении и эксплуатации скважины, увеличения наработки на отказ ЭЦН, снижения затрат на капитальный ремонт скважин с заменой ЭЦН и применение колтюбинга при восстановлении забоя в горизонтальных скважинах.

Введение

В настоящее время гидроразрыв пласта (ГРП) применяется как для очистки призабойной зоны скважины, так и для стимуляции скважин в низкопроницаемых пластах. Со временем из-за уменьшения ширины трещины ГРП снижаются ее проводимость и проницаемость, что приводит к падению добычи нефти или газа, преждевременному износу скважинного оборудования и, как следствие, ухудшению экономических показателей.

This article discusses the initial results of the low-temperature proppant chemical consolidation technology testing after fracking at low temperatures in the Verkhnechonsky field of Verkhnechonskneftegaz. The tests showed the following effects: a decrease in proppant backflow during completion and operation of the well; increase in ESP time between failures; decrease in workover costs and ESP replacement and use of coiled tubing when cleaning the bottom hole in horizontal wells.

Introduction

Today hydraulic fracturing (HF) is used both to remove clogging in the bottom hole zone and stimulate wells in low permeability reservoirs. Over time, as the HF fracture width decreases its conductivity and permeability falls. This brings about a decrease in oil or gas production, a premature aging of the downhole equipment and, as a result, deterioration in the economic performance.

These days a vigorous flowback of proppant and a concurrent reduction in reservoir pressure, by 40% of its initial value in some reservoir areas with high permeability

В последнее время на фоне изменения горно-геологических условий (пластового давления, горных напряжений) в некоторых зонах пласта с высокопроницаемыми прослоями верхнечонского горизонта Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения (ВЧНГКМ) ПАО «Верхнечонскнефтегаз» наблюдается активный вынос проппанта после проведения ГРП.

В статье рассмотрено одно из возможных решений данной проблемы с применением технологии химического закрепления проппанта со смоляным покрытием (RCP-проппант – resin coated proppants) в условиях низких температур.

Известно, что вынос проппанта из трещины в скважину происходит после проведения ГРП в ходе первичной очистки, а в ряде случаев даже после полного освоения скважины [1, 2]. При низких пластовых температурах (10–21 °C) ВЧНГКМ данное явление усугубляется низкой скоростью деструкции геля ГРП, связанной с тем, что традиционно применяемые брейкеры окисляющего типа (например, персульфат аммония) начинают работать при температурах выше 60 °C. Для брейкеров энзимного типа необходимо уменьшение щелочности среды, так как применяемая жидкость ГРП на гуаровой основе имеет $\text{pH} > 8$, а это возможно только при освоении скважины в процессе смешения жидкости ГРП с пластовыми водами после начала притока их из пласта.

Совокупность указанных факторов приводит к неполному сцеплению RCP-проппанта и повышению выноса из скважины незакрепленного проппанта. Существует несколько технологий контроля выноса проппанта, среди которых наибольшее распространение получили: ускоренное закрытие трещины [3]; ориентированная перфорация [4]; применение специальных проппантов: RCP-проппанта со смоляным покрытием [5] или цилиндрического [6].

Ускоренное (принудительное) закрытие трещины. После прекращения закачки вызывается приток, для того чтобы как можно скорее закрыть трещину с проппантом. Этот метод имеет риски, связанные с выносом проппанта гелем высокой вязкости, который окончательно не деструктировал.

Ориентированная перфорация. При вскрытии пласта скважина пересекает зоны с разными напряжениями. Знание напряжений необходимо для оценки параметров трещины. Перфорационные каналы располагаются в плоскости развития трещины. При этом в период ввода скважины в эксплуатацию

of individual interlayers in the Verkhnyaya Chona Horizon, following HF are observed in the Verkhnechonskoye Oil and Gas Condensate Field (VCNG) of Verkhnechonskneftegaz. Employing a chemical-based system for resin coated proppant consolidation (the RCP proppants) in sub-zero temperatures as a way to deal with this issue is discussed in this article.

Proppant flowback from the fracture to the well is known to occur following HF during initial cleaning or even following the well completion in a number of cases [1,2]. This phenomenon at a low reservoir temperature (10-21 °C) at VCNG is aggravated by a low HF gel breakdown rate connected with activation of the conventionally used oxidizer breakers (e. g., ammonium persulphate) at above 60 °C. The enzyme breakers require lowering the medium alkalinity since the HF guar based fluid used has a pH over 8. And this is only possible during drilling development when the HF fluid mixes with the produced water prior to the start of its inflow from the reservoir.

Such superimposed factors lead to an incomplete bonding of the RCP proppant and a heightened flowback of the loose proppant from the well.

There is a range of the proppant flowback control techniques, with the most popular ones being:

- Faster fracture closing rate [3]
- Oriented perforation [4]
- Use of special proppant grades: either an RCP proppant with a resin coating [5] or a cylindrical proppant [6].

Accelerated (forced) fracture closure - when pumping is completed, the well is flooded so that the fracture with the proppant closes as fast as possible. This method carries some risks related to proppant flowback by a highly viscous gel that has not fully broken down.

Oriented perforation - when the reservoir is penetrated, the well passes through the zones with the different stress levels. They should be known to estimate the fracture parameters. The perforation channels are located within the fracture propagation plane. And when the well is commissioned, the quantity of the proppant flowing back from the fracture drops along with a significant reduction in the chances of creating multiple fissures. If the stress difference is small and the crush strength of the RCP proppant pack is less than 6.8 atm (100 psi), then a 180-degree phasing may be considered in any direction.

The flowback control of the **cylindrical proppant**, which has not yet become widely popular and is costly, is related to the special aspects of the cylindrical proppant uneven packing.

снижается количество выносимого из трещины проппанта, а также значительно уменьшается вероятность образования множественных трещин. Если различие напряжений небольшое и устойчивость к сжатию RCP-проппантной пачки менее 0,68 МПа (100 psi), то 180-градусная фазировка перфорации может рассматриваться в любом направлении.

Применение цилиндрического проппанта, контроль выноса которого связан с особенностями его неравномерной упаковки, пока не получило широкого распространения. Кроме того, он имеет высокую стоимость.

Применение RCP-проппанта, спекающегося под воздействием высоких температур или химических агентов с образованием проницаемых агломератов, препятствующих выносу обычного проппанта из трещины, получило значительно большее распространение. Однако в условиях низкотемпературных пластов ВЧНГКМ для использования RCP-проппантов необходим значительный прогрев зоны пласта вокруг трещины ГРП, чтобы обеспечить необходимое время прогрева и остывания для эффективного спекания смоляного покрытия проппанта.

В связи с этим наиболее приемлемыми вариантами уменьшения выноса проппанта являются технологии химического закрепления RCP-проппанта, когда под действием химического агента происходят размягчение полимерной пленки, разрыв ее под давлением и образование вокруг места касания зерен полимерного кольца. Данное кольцо удерживает зерна проппанта в связанном между собой состоянии. Эта технология успешно применяется на некоторых месторождениях Западно-Канадского седиментационного бассейна (Slave Point, Cardium, Bakken, Viking и др.) [7]. Однако пластовые температуры там несколько выше (около 40 °C), чем на ВЧНГКМ.

При выборе низкотемпературного RCP-проппанта рассматривалось несколько марок, производимых в России. Свойства проппанта А, оказавшегося наиболее подходящим по параметрам, приведены в табл. 1. Испытания прочности сцепления проппанта проводились под давлением 1000 psi. Для фракций проппанта 12/18 и 16/20

The RCP proppant consolidates in high temperature or with chemicals. One of the most used technologies is to consolidate the RCP proppants with high temperature and connect them together thus forming the permeable agglomerates to prevent the flowback of the conventional proppant from the fracture.

However, the low temperature VCNG reservoirs take significant heating of the area around the HF fracture to ensure the required heating and cooling time to consolidate the resin coating on the proppant firmly together.

For this reason, in the VCNG geophysical conditions, the most preferable alternative to decrease proppant flowback is to chemically consolidate the RCP proppant.

In this case the chemical agent causes the polymer film to soften, breaking under pressure and form a polymer ring around the particle interface region. This ring keeps the proppant particles together.

This technology proved itself to be quite powerful in a number of fields of the Western Canada Sedimentary Basin (Slave Point, Cardium, Bakken, Viking etc.) [7]. However, the reservoir temperatures there were somewhat higher (40 °C) than at VCNG.

When selecting the low temperature RCP proppant, several grades produced in Russia were considered. The properties of the A proppant that turned out to possess the most suitable characteristics are shown in Table 1 and 2 [1].

This paper discusses the results of the lab tests and initial findings of the field tests for the integrated RCP

Параметр Parameter	Фракция проппанта Proppant particle size	Давление, psi / Pressure, psi				
		2000	4000	6000	8000	10000
Проводимость, mD*ft Conductivity, mD*ft	12/18	20053	11137	6968	5197	2738
	16/20	8131	6935	5490	3815	2266
Проницаемость, Darcy Permeability, Darcy	12/18	995	583	428	311	181
	16/20	462	403	326	231	141

Таблица 1: Свойства RCP-проппанта марки А
Table 1: Properties of grade A RCP proppant

Фракция проппанта Proppant particle size	T, °C	Давление, psi Pressure, psi	Время спекания, часов Consolidation time, hours	Прочность сцепления проппанта, psi Proppant bond strength, psi
12/18	20	1000	12	46
	35		4	47
16/20	20		12	92
	35		4	117

Таблица 2: Прочность сцепления RCP-проппанта марки А в пачке в среде 2%-ного раствора KCl
Table 2: Bond strength of the packed grade A RCP proppant in a 2% KCl solution

при температуре 20 °C и времени спекания 12 ч прочность спекания составляет соответственно 46 и 92 psi, при температуре 35 °C и времени 4 ч – соответственно 47 и 117 psi [1].

В статье приведены результаты лабораторного тестирования и первые результаты промысловых испытаний комплексной технологии химического закрепления низкотемпературного RCP-проппанта при ГРП на терригенных коллекторах ВЧНГКМ.

Лабораторные исследования

Согласно ТУ гарантированное спекание проппанта А происходит при температурах выше 20 °C. Поэтому необходимо было провести лабораторное тестирование прочности его сцепления при более низких температурах. Физическое моделирование химического закрепления низкотемпературного проппанта было выполнено на насыпных моделях в жидкости ГРП, представляющей собой гелевую систему (табл. 2) и использующейся при проведении ГРП на ВЧНГКМ.

Физическое моделирование включало процессы спекания RCP-проппанта А как без активатора, так и в его присутствии. Активатором служил органический растворитель. Для спекания образец проппанта в сшитом геле вносился в ячейку разрушения проппанта, которая помещалась в другую ячейку для выдержки образца проппанта под давлением с возможностью отфильтровывания освобождающейся из образца жидкости. Затем образец термостатировался в холодильнике в течение 24 ч при давлении 6,8 МПа (1000 psi).

Результаты тестирования показали, что образец RCP-проппанта марки А фракции 16/20 удовлетворяет критерию отсутствия активации в условиях

Компонент Component	Ед. измерения Unit of measure	Концентрация / Concentration	
		Линейный гель Linear gel	Сшитый гель Crosslinked gel
Гелеобразователь Gelling agent	кг/м³ kg/m³	14	3.6
Биоцид Biocide	кг/т³ kg/t³	0.02	0.02
Стабилизатор глины Clay stabilizer	л/м³ l/m³	2	2
Деземulgатор Gel breaker	л/м³ l/m³	2	2
Сшиватель быстрого действия Rapid-acting crosslinker	л/м³ l/m³	0	1.25
Энзимный брейкер Enzyme breaker	кг/т³ kg/t³	0.57	0.57

Таблица 3: Компонентный состав гелевой системы
Table 3: Gel system components

proppant chemical consolidation technology during HR at the VCNG terrigenous reservoirs.

Lab testing In accordance with the specification the A proppant is guaranteed to consolidate at a temperature above 20 °C. In view of this its bond strength it was required to be lab tested at a lower temperature.

The physical modeling of the low temperature chemical consolidation was carried out for the sand packs in an HF fluid, a gel system (Table 3) used for HF at the VCNG fields.

The physical modeling included the A-RCP proppant curing processes both with and without an activator. An organic solvent served as an activator.



Рисунок 1: Ячейка, используемая для выдержки проппанта и определения его возможной активации
Picture 1: The cell used for proppant curing and defining chances of its activation

For consolidation, a proppant sample in a crosslinked gel was placed in the proppant crush cell (Picture 1) put inside another cell with a released fluid filtering capability to cure the proppant sample under pressure (Picture 2). Then the sample was maintained in a temperature control cooling incubator for 24 hours at a pressure of 68 atm (1000 psi).

The tester press to crush the sample and the pressure gage to measure the ultimate strength are shown in Picture 4.



Рисунок 2: Ячейка для выдержки образца проппанта под давлением с возможностью отфильтровывания освобождающейся из образца жидкости
Picture 2: The cell used for proppant curing under pressure with a released fluid filtering capability

транспортировки и хранения: выдержка при давлении 0,01 МПа и температуре 35 °С в течение 3 ч не привела к его спеканию.

Результаты экспериментов, проводимых в растворе активатора при температуре 8 °С в течение 24 ч, показали, что технология химического закрепления не обеспечивает в полной мере необходимого спекания низкотемпературной RCP-проппантной пачки для получения достаточной прочности сопротивлению на сжатие (150 psi, или 1,05 МПа) [5, 9]. В лабораторных условиях в жидкости ГРП предел прочности для RCP-проппанта марки А фракции 16/20 составил 20–22 psi (0,136–0,15 МПа) (рис. 1). Использование активатора не повлияло существенно на эффективность скрепления проппанта. Так, в деионизированной воде без активатора предел прочности составил 36 psi (0,245 МПа), при концентрации активатора 20 % – 40 psi (0,272 МПа), 40 и 50 % – 42 psi (0,286 МПа).

По результатам лабораторного тестирования, показавшего незначительное влияние активатора на прочность пачки RCP-проппанта марки А

Концентрация активатора Activator concentration	Предел прочности пачки при использовании соответствующего проппанта Ultimate pack strength when using the relevant proppant	
	psi	атм / atm
0	36	2,45
20	40	
40	42	2,86
50	42	2,86

Таблица 4: Результаты тестов по определению предела прочности пачек RCP-проппанта марки А (термостатирование в растворе активатора при 8 °С в течение 24 часов)

Table 4: Test results for the ultimate strength of the grade A RCP proppant packs (maintained in an activator solution at 8 °С for 24 hours)

фракции 16/20, было принято решение об отказе от активатора при проведении опытно-промышленных испытаний (ОПИ).



Рисунок 3: Холодильник, поддерживающий температуру 8-11 °С
Picture 3: Cooling incubator to maintain temperature at 8-11 °С

The test results showed that the grade A 16/20-sized RCP proppant sample meets the criterion for «no



Рисунок 4: Пресс, используемый для определения предела прочности на разрушение образца пачки проппанта

Picture 4: The tester press to determine the ultimate strength of a proppant pack sample to resist crushing

activation» during shipping or storage: Curing at a pressure of 0.1 atm for 3 hours and a temperature of 35 °С didn't cause any consolidation.

The tests showed that the chemical consolidation technology does not provide for enough consolidation of a low temperature RCP proppant pack to reach the desired strength to resist crushing assumed to be equal to 150 psi (10.5 atm) (Table 4) [5, 9]. During laboratory testing, the value of this parameter for the grade A 16/20-sized RCP proppant in the HF fluid was only 20-22 psi (1.36-1.50 atm). Use of an activator did not lead to any significant improvement in the proppant consolidation. The difference was 6 psi (0.46 atm) or 14.3% of the maximum value measured for demin-eralized water with the activator added (42 psi; 2.86 atm) and 18.7% without the activator (36 psi; 2.45 atm). Based on the lab test results that showed only a minor effect of the activator in consolidating the grade A

Промысловые испытания

Перед проведением ОПИ оценивались следующие риски:

- спекание RCP-проппанта на поверхности в результате неправильного хранения (попадание влаги);
- получение эффекта «СТОП» при прохождении низкотемпературного RCP-проппанта через НКТ за счет активации его поверхности нагретой водой;
- недостаточность планируемых объемов проппанта для достижения необходимого закрепления трещины ГРП из-за неопределенности ее расположения по стволу горизонтальной скважины.

Для оценки потенциала химического закрепления низкотемпературного RCP-проппанта марки А фракции 16/20 и возможных рисков было проведено пять обработок в горизонтальных скважинах. Дизайн ГРП предполагал последовательную закачку керамического проппанта фракций 20/40, 16/20 и низкотемпературного RCP-проппанта марки А фракции 16/20 (табл. 3).

Освоение и промывка скважин после ГРП выполнялись колтубингом с гидромониторной насадкой с использованием газированной азотом нефти и нефти, гелированной с помощью полимера и активатора. Данная система при разных концентрациях полимера и сшивателя обладает повышенной вязкостью (150–400 мПа·с) и способностью переносить проппант. В скв. 1 из-за низкого пластового давления в процессе освоения и промывки происходило поглощение промывочной жидкости (газированной нефти), что не позволило в полной мере вымыть проппант из ствола скважины.

Анализ результатов ОПИ технологии химического закрепления низкотемпературного RCP-проппанта показал, что проппант марки А не спекается на

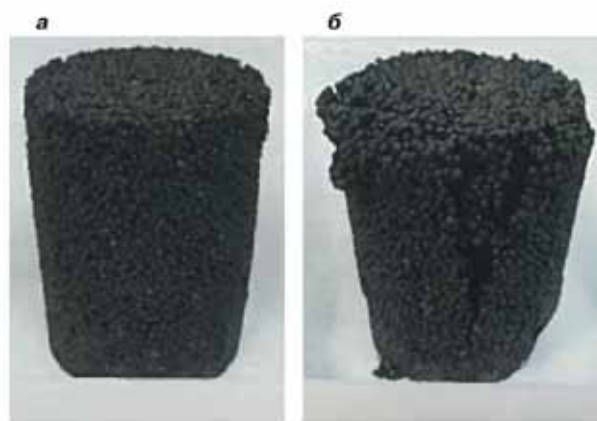


Рисунок 5: Вид закрепленных пачек RCP-проппанта марки А фракции 16/20: а) до разрушения; б) после разрушения

Picture 5: The consolidated grade A 16/20-sized RCP proppant packs A) Prior to crushing B) After crushing

16/20-sized RCP proppant packs, it was decided not to use the activator for field testing.

Field Tests

Prior to field testing a number of risks were considered:

- RCP proppant curing on the surface caused by its improper storage (moisture ingress)
- Screenout conditions caused by the low temperature RCP proppant flowed through the string due to its surface activation by a heated water
- Uncertainty of the HF fracture location in a horizontal wellbore imposes the risks of inadequate estimated proppant quantity to reach the target consolidation. At the moment there is no established methodology to estimate it.

5 treatments were performed on the horizontal wells to assess the chemical consolidation capability for the low temperature grade A 16/20-sized RCP proppant and its likely risks.

№ скв. Well No.	Способ заканчивания скважины Well completion type	Масса закачанного проппанта, т Weight of pumped proppant, t			Масса вымытого проппанта, т Weight of the proppant flowed back t
		20/40	16/20	A	
1	Открытый ствол Open well bore	2	10	7,5	0*
2	Хвостовик Liner	3	23	4,4	5.1
3	Хвостовик Liner	2	18	8,1	0.042
4	Хвостовик Liner	2	6	4,1	0.4
5	Открытый ствол Open bore	2	27	5,9	0.684

* поглощение промывочной жидкости / Lost circulation

Таблица 5: Количество закачанного проппанта

Table 5: Pumped proppant quantity

The HF design envisaged a sequential pumping of a 20/40 & 16/20-sized ceramic proppant and a low temperature grade A 16/20-sized RCP proppant (Table 5).

A coiled tubing fitted with a jet nozzle and the oil energized with nitrogen as well as a polymer and activator gelled oil was used for well completion and clean-up following HR. This system at varying polymer and crosslinker concentrations has an increased viscosity (150-400 cP) and a proppant carrying capacity. Due to a low reservoir pressure at completion and

забое в стволе скважины. Однако отмечены факты образования корки спекшегося проппанта в районе интервалов перфорации, для удаления которой применялась гидромониторная насадка. Также были выявлены риски чувствительности к влаге: при попадании влаги в процессе хранения и проведения работ наблюдалось слипание, способное привести к срыву закачки проппанта, что может впоследствии нарушить работу скважинного оборудования.

Эффективность закрепления трещины определялась по времени работы электроцентробежного насоса (ЭЦН) – межремонтному периоду (МРП). Средний базовый МРП ЭЦН в скважинах с ГРП на ВЧНГКМ составляет 120 сут. Для принятия решения об эффективности технологии химического закрепления RCP-проппанта марки А был принят МРП, равный 181 сут, при котором учитываются уменьшение эксплуатационных затрат за счет увеличения периода работы ЭЦН и расходы на проппант. По результатам ОПИ и последующего мониторинга работы скважин определены значения МРП (рис. 2). Нарботка на отказ ЭЦН по пяти скважинам ВЧНГКМ превысила среднюю наработку ЭЦН скважин после ГРП на 42 сут и продолжала расти, превысив для двух скважин проектные 181 сут.

Сохранение объема проппанта в трещине ГРП позволило увеличить период стабильной работы трещины в процессе эксплуатации скважины, в том

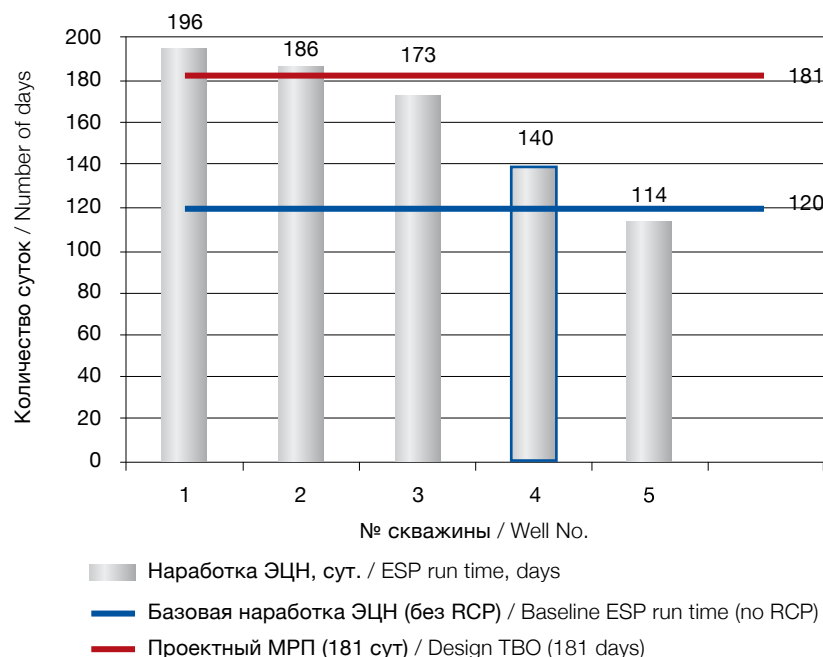


Рис 6 : Нарботка ЭЦН после закрепления низкотемпературным проппантом на 13.12.2015 г.

Pic 6: ESP run time following the low temperature proppant consolidation as of December 13, 2015

clean-up, lost (gelled oil) circulation occurred in 1 well that prevented the complete removal of the proppant from the well bore hole.

The field test analysis of the chemical consolidation technology for the low temperature RCP proppant showed that the grade A proppant does not connect to-gether at the bottom hole. However, the moisture sensitivity risks surfaced: Moisture introduced during storage and work led to sticking with a potential of a proppant pumping failure that may also later cause a disruption in the subsurface equipment operation.

The consolidation performance was assessed based on the ESP run time, the time between overhauls (TBO). An average baseline TBO for the HF wells at VCNG is 120 days. To determine the efficiency of the grade A RCP proppant chemical consolidation technology we assumed a value equal to 181 days, which ac-counts for a reduction in the operating costs due to an extended ESP operation period and the proppant costs.

The test results for the grade A RCP proppant chemical consolidation technol-ogy and well operation monitoring outcomes yielded the TBO values shown in Picture 6. The current time between failures for 5 VCNG wells had exceeded the average ESP run time for the wells following HF by 42 days and kept growing. The designed 181 days were exceeded for 2 wells.

Keeping the proppant amount in the HF fracture supported an increase in the stable fracture performance during well operation including the increased drawdown cases.

The proppant consolidation results are as follows:

1. Cost reduction for well workover and coiled tubing to clean up the horizontal bore hole
2. Cost reduction for a replacement ESP
3. Well idle time prevention and a subsequent incremental oil production

Lessons learned

- The lack of a model to calculate the required quantity of the RCP proppant, regardless of its grade, necessitates an adherence to the accumulated experience for its service: From 15 to 40% of the total proppant delivered to the HF fracture. The RCP poppant will not provide for good consolidation if the weight of the pumped proppant is inadequate.

числе и на повышенных депрессиях, и обеспечило следующие результаты:

1. сокращение затрат на капитальный ремонт скважин и колтюбинг для дополнительной промывки горизонтального ствола;
2. сокращение затрат на закупку новых ЭЦН;
3. предупреждение простоя скважины и, как следствие, дополнительная добыча нефти.

Выводы

1. Испытание технологии химического закрепления проппанта со смоляным покрытием показало ее эффективность в условиях низких температур верхнечонского горизонта ВЧНГКМ. Технология планируется к внедрению в каждой скважине с ГРП.
2. В горизонтальных скважинах с низким пластовым давлением из-за сложности прогнозирования направления развития трещины при расчете массы низкотемпературного химически закрепляемого RCP-проппанта необходимо учитывать объем горизонтального ствола для обеспечения достаточного количества проппанта в трещине ГРП.
3. Отсутствие модели расчета необходимого количества RCP-проппанта вне зависимости от его марки требует привлечения практических данных его применения: от 15 до 40 % общей массы проппанта, размещенного в трещине ГРП. При недостаточном количестве закачанного проппанта эффективного закрепления RCP-проппантом не происходит.
4. В скважинах с пониженным пластовым давлением, где наблюдается поглощение раствора в процессе освоения и промывки, необходимо добиться полной очистки ствола скважины с применением, например, высоковязких пен, имеющих меньшую плотность, но достаточную песконесущую способность.

Эта статья была опубликована в журнале «Научно-технический Вестник ОАО «НК «Роснефть»» (№ 4, 2016 года, стр. 56-59; ISSN 2074-2339). Печатается с разрешения редакционной коллегии.

This article was published in the Nauchno-technicheskiy vestnik ОАО «NK «Rosneft»» (№ 4, 2016, p. 56-59; ISSN 2074-2339).

Printed with the permission of the editorial team.



• The volume of the liner and open hole where the the RCP proppant will settle down not filling up the fracture shall be considered for calculating its pumping quantity for the horizontal wells.

• The efforts should be made for a thorough clean-up of the bore hole in the wells with a low reservoir pressure and lost circulation during completion and clean-up, for example, through the use of the highly viscous foams with a lower density but an adequate sand carrying capacity.

Conclusions

1. Testing of the resin coated proppant chemical consolidation technology proved its efficiency at low temperatures of the Verkhnyaya Chona Horizon at VCNG. This technology is contemplated for implementation at every HF well.
2. When calculating the weight of the low temperature chemically consolidated RCP proppant, the horizontal well bore volume should be considered for the horizontal wells with a low reservoir pressure due to the difficulties of predicting the fracture propagation direction to ensure its adequate quantity in the HF fracture.

References - Список литературы

1. Economides, M.J. and Nolte, K.G. Reservoir stimulation, 3rd Edition. John Wiley Sons | 2000-06-09, 856 pages.
2. Andrews, J. S. and Kjørholt, H. Rock Mechanical Principles Help to Predict Proppant Flowback From Hydraulic Fractures // SPE 47382. 1998. 381-390.
3. Ely, J.W. and Arnold, and W.T. New techniques and quality Control Find Success in Enhancing productivity and Minimizing Proppant Flowback // SPE 20708. 1990.
4. Mohammad H. Alqam, Hazim H. Abass, Mirajuddin R. Khan, and Edwin T. Caliboso. Experimental Study on Additives Systems Used for Proppant Flowback Flowback Control in a Hydraulic Fracturing Treatment // SPE 106358. 2006.
5. Norman, L.R., Terracina, J.M., McCabe, M.A., and Nguyen, P.D.: "Application of Curable Resin-Coated Proppant," SPEPE (Nov. 1992) 343-349.
6. Edelman J., Maghrabia K., Semary M., Mathur A., Samir Z. A., Bernechia J. M.. Rod-shaped of proppant provides proppant flowback control in the Egyptian eastern desert // SPE 164014. 2013.
7. Lyle H. Burke, Dana Roney, Lone, Tyler Elgar, Andrea Hersey. Factors That Impact the Performance of Resin Coated Proppant in Low Temperature Reservoirs // SPE 162792. 2012.
8. <http://www.rcptechnology.ru/LtRCP>
9. Anderson R.W., Johnson D.E., Diep T. New Resin Technology Improves Proppant Flowback Control in HP/HT Environments // SPE 77745-MS, 2002.