

AbrasiFRAC* – ПЕРЕДОВОЕ НАПРАВЛЕНИЕ В ЭФФЕКТИВНОМ КОМПЛЕКСЕ ОПЕРАЦИЙ ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА СКВАЖИНЫ AbrasiFRAC* – AN INNOVATIVE SERVICE FOR EFFICIENT ENHANCED OIL RECOVERY

А.Н. СЕРДЮК, начальник отдела ГРП УИПР,
 ООО «РН-Юганскнефтегаз»
В.А. КУЗНЕЦОВ, главный специалист отдела ГРП,
 ООО «РН-Юганскнефтегаз»
М.В. НИКОЛАЕВ, главный инженер ГРП, Шлюмберже
Р.Ф. ГУМЕРОВ, главный инженер ГНКТ, Шлюмберже
К.В. БУРДИН, технический руководитель по ГНКТ,
 Шлюмберже

A.N. SERDUK, Head of Division, Hydrafracturing & PE,
 ООО RN-Yuganskneftegaz
V.A. KUZNETSOV, Chief Specialist, Hydrafracturing Div.,
 ООО RN-Yuganskneftegaz
M.V. NIKOLAEV, Lead Engineer, Hydraulic fracturing,
 Schlumberger
R.F. GUMEROV, Lead Engineer, Coiled tubing, Schlumberger
K.V. BURDIN, Technical Director, Coiled Tubing, Schlumberger

Оценка ежедневных операций по гидравлическому разрыву (ГРП) многопластовых залежей Приобского месторождения позволила выявить большой потенциал для повышения оперативности цикла ГРП и сокращения цикла ввода новых скважин в эксплуатацию.

Приобское месторождение представлено тремя эксплуатируемыми пластами АС12, АС11 и АС10, которые в большинстве случаев разбиты на пропластки, и в среднем повышению нефтеотдачи подлежат 3–4 зоны каждой скважины.

Продолжительность проведения стандартных операций по капитальному ремонту скважин (КРС) и ГРП на трехпластовых залежах может занимать до трех и более недель. Текущая процедура ввода новых скважин в эксплуатацию включает (см. рисунок 1 – графическое представление времени работ на трехпластовой типовой скважине Приобского месторождения после выхода из бурения):

- подготовку ствола скважины к спуско-подъемным операциям (СПО);
- проведение перфорации нижней зоны;
- спуск пакера и насосно-компрессорных труб (НКТ);
- проведение ГРП;
- разрядку скважины;
- подъем НКТ и пакера для перепосадки;
- изоляцию зоны проведения ГРП пропантом/промывку до требуемой глубины.

Evaluation of daily hydraulic fracturing operations in multizone reservoirs of Priobskoye oil field revealed enormous potential for efficiency rise in frac cycle and reduction of completion time.

Priobskoye oil field is represented by three operated reservoirs AC12, AC11 and AC10 which, in most of the cases, are split into interlayers and on average 3–4 intervals of each well are subject to production enhancement.

Length of standard workover and frac operations in 3-interval reservoirs can be up to three and more weeks. Current completion procedure includes (see Figure 1 – graphical presentation of operation time for a 3-interval standard well of Priobskoye field after drilling):

- preparation of wellbore for RIH/POOH;
- bottom zone perforation;
- running of packer and tubing;
- hydraulic fracturing;
- formation flowback;
- retrieval of tubing strings and packer for resetting;
- isolation of fractured zone with sand plug / or top of the sand depth correction.

The AbrasiFRAC* service has been introduced by Schlumberger as an efficient way to reduce frac cycle time and completion time required to put the well into production. AbrasiFRAC* appears to be a progressive combination of two services: hydraulic fracturing and coiled tubing with a modern BHA - perforator AbrasiJET* (see Figure 2), which allows jet

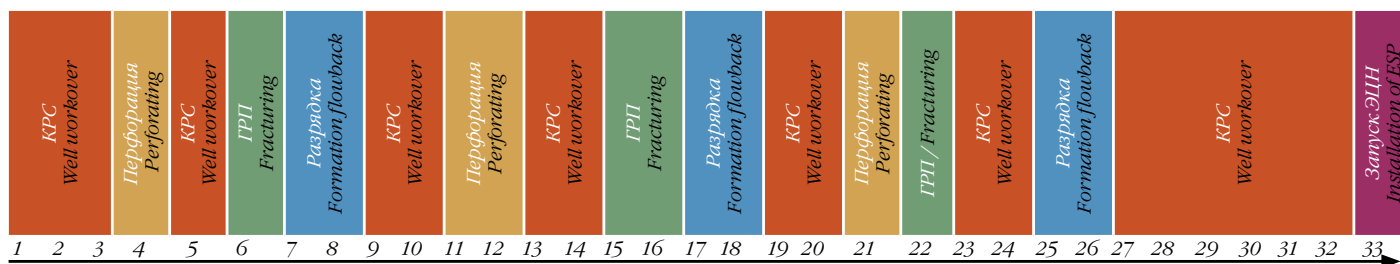


Рисунок 1 – Распределение операций по дням. Приобское месторождение, трехпластовая скважина
Figure 1 – Daily allocation of operations. Priobskoye oilfield, 3-interval well

Технология AbrasiFRAC® была предложена компанией «Шлюмберге» как эффективный метод сокращения продолжительности цикла ГРП и ввода новых скважин в эксплуатацию. AbrasiFRAC® представляет собой прогрессивную комбинацию двух сервисов: ГРП и ГНКТ (гибкая насосно-компрессорная труба) с использованием современной компоновки низа колонны (КНК) – перфоратора AbrasiJET® (см. рисунок 2), позволяющую проводить гидropескоструйную перфорацию (ГПП) с подачей абразивного материала через ГНКТ, изоляцию зон пропантом (если необходимо), промывку скважины по окончании стимулирования всех зон через усиленную колонну и вызов притока скважины. Ввиду отсутствия герметизирующего устройства (пакера) при проведении ГРП по технологии AbrasiFRAC® существует необходимость применения обсадной колонны с повышенными прочностными характеристиками, а именно марки E вместо широко используемой в Западной Сибири колонны марки D.

Качество обеспечиваемой перфорации было продемонстрировано во время практического теста на базе компании «Шлюмберге» в г. Пыть-Ях. Перфорация проводилась с помощью перфоратора AbrasiJET® на ГНКТ 44,4 мм с фазировкой 60 градусов и тремя открытыми насадками для гидropескоструйной перфорации с помощью абразивной смеси. Перфоратор был спущен в зацементированную трубу диаметром 146 мм (толщина стенки 9,5 мм) колонны марки E, цементное кольцо внешним диаметром 600 мм. Получены впечатляющие результаты: первые перфорационные отверстия получены через 1 минуту резки, через 3 минуты цементный камень в заколонном пространстве был существенно вымыт, образовав каверны (см. рисунок 3), получен средний диаметр перфорационных отверстий 15–19 мм, что полностью соответствует критериям успешности проведения ГРП и последующей добычи углеводородов.

Первые пробные работы по технологии AbrasiFRAC® были успешно произведены в конце 2008 года, после чего ООО «РН-Юганскнефтегаз» приняло решение о передаче 100 операций по

perforating with abrasive material pumped through CT workstring, placement of proppant for temporary zonal isolation (if needed), nitrogen kick off and wellbore cleanout after stimulation of multiple intervals. Since packer is not employed in AbrasiFRAC® operations, it is necessary that premium casing is being used, for instance grade E instead of grade D widely used in Western Siberia.

The quality of jet perforating delivered by the service was demonstrated during a field test, done at Schlumberger base in Pyt-Yakh. Perforating was performed with AbrasiJET® gun conveyed on 1.75" CT-string with three nozzles for hydraulic abrasive jetting phased 60 deg. The gun was run into cemented 5.75" pipe (WT 0,37") of casing grade E, cement sheath OD 23.62". Impressive results were achieved: first



Рисунок 2 – Компоновка низа колонны ГНКТ – перфоратор AbrasiJET®
Figure 2 – Coiled Tubing bottomhole assembly – perforator AbrasiJET®

perforations were ready in 1 minute, after 3 minutes the cement sheath was washed out till cavities (see Figure 3). The average diameter of perforations was 0.59–0.75", which matches success criteria for hydraulic fracturing and subsequent hydrocarbon production.

Pilot projects with application of AbrasiFRAC® were successfully completed in late 2008 and after that RN Yuganskneftegaz made a decision to proceed with next 100 frac operations (34 wells) during 2009. The technology was chosen for complex service of new wells of Priobskoye oil field (see Figure 4)

A considerable and probably the major advantages of this technology are the reduced cycle time of well completion and the reduced fracturing cycle time. A typical allotment of operations for a 3-interval well serviced with AbrasiFRAC® is shown in Figure 5.

On average 33-day timeframe is required to bring a well from drilling to production, the advantages of AbrasiFRAC® are obvious: the well which has undergone all planned frac operations, has been

ГРП (34 скважины) в 2009 году для проведения комплекса работ по данной технологии на новых скважинах Приобского месторождения (см. рисунок 4).

Существенным и основным преимуществом данной технологии является значительное сокращение продолжительности цикла ввода новых скважин в эксплуатацию и цикла производства операций по гидроразрыву пластов. Типовая раскладка по операциям на трехпластовой скважине по технологии AbrasiFRAC* представлена на рисунке 5.

Во временном интервале 33 дня, которые в среднем затрачиваются всеми подрядчиками для вывода новой скважины из бурения в добычу, преимущества применения технологии AbrasiFRAC* очевидны: скважина, в которой проведены все планируемые ГРП, осуществлена промывка и освоение притока азотом, передается



Рисунок 3 – Перфорационные отверстия AbrasiJET*
Figure 3 – Perforations AbrasiJET*

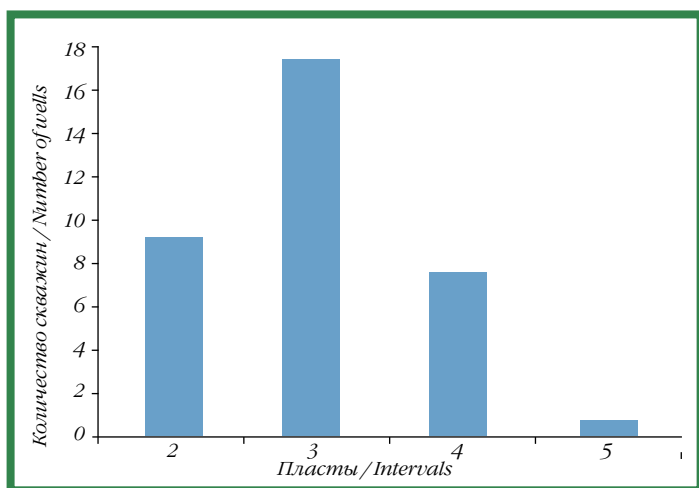


Рисунок 4 – Распределение скважин по количеству пластов
Figure 4 – Distribution of wells by number of intervals

КРС для спуска ЭЦН на 11 сутки после ее передачи компании «Шлюмберже». Чистая экономия дней скважины «в добыче» – 20 суток! При среднем дебите скважины 100 т/сут – экономическая составляющая неоспорима.

Накопленный опыт работы компании «Шлюмберже» на месторождениях «РН-Юганскнефтегаза» позволяет представить следующую статистику количества дней цикла ввода новой скважины в эксплуатацию как при стандартной технологии производства ГРП, промывки и освоения азотом, так и при использовании технологии AbrasiFRAC* (см. таблицу справа).

Компания «Шлюмберже» успешно провела 100 ГРП в 34 скважинах по технологии AbrasiFRAC* на Приобском месторождении с помощью двух

cleaned and lifted with nitrogen is handed over to workover crew for installation of electrical submersible pump on day 11 after Schlumberger started the service work. Net saving of production days for a well is 20 days! With the average well production rate being 100 tons a day the economic value of the service is unquestionable.

Experience accumulated by Schlumberger at oil fields of RN-Yuganskneftegaz produces some interesting statistics. It reveals the following: cycle time of well completion expressed in days by both: conventional fracturing followed by wellbore cleanouts and nitrogen kick offs and AbrasiFRAC* (see the table below).

Schlumberger has successfully completed 100 frac operations in 34 wells at Priobskoye oil field using AbrasiFRAC*. Two AbrasiFRAC* coiled tubing units were utilized. More than 2500 perforations have been made during this time; more than 9000 tons of proppant have been pumped into formations through the casing! It is Priobskoye oil field where the biggest hydraulic fracturing operation with AbrasiFRAC* to date has been performed – 260 tons.

The total completion time saving for all wells, serviced with AbrasiFRAC* accounts for more than 500 days.

Кол-во пластов Number of intervals	Стандартный ГРП Conventional hydraulic fracturing	AbrasiFRAC*
2	16	8
3	33	11
4	37	15
5	39	16

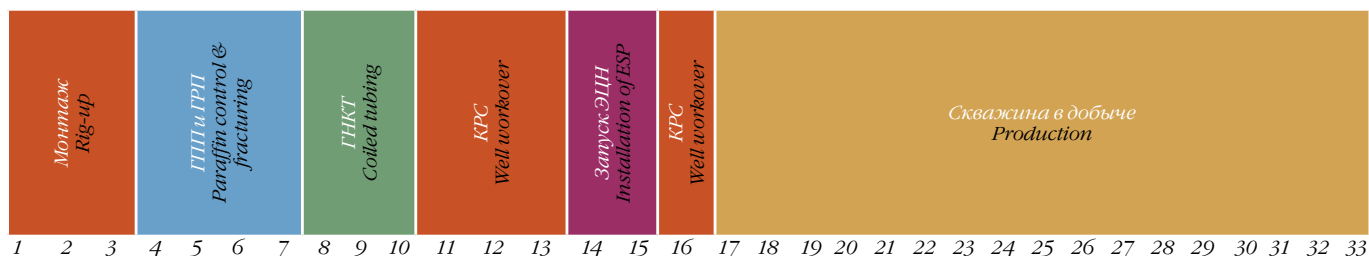


Рисунок 5 – Цикл ввода новой скважины по технологии AbrasiFRAC* по дням. Приобское месторождение, трёхпластовая скважина

Figure 5 – The cycle of well completion with application of AbrasiFRAC*, in days. Priobskoye oilfield, 3-interval well

комплексов ГНКТ AbrasiFRAC*. За это время успешно сделано более 2500 перфорационных отверстий, закачано более 9000 т проппанта в пласты через колонну! На Приобском месторождении была успешно закачана самая большая в мире на сегодняшний день стадия ГРП AbrasiFRAC* – 260 т.

Суммарный цикл ввода всех новых скважин, на которых применена технология AbrasiFRAC*, сокращен более чем на 500 дней.

Как уже говорилось, в заколонном пространстве создаются существенные каверны. Примером может служить рисунок 6.

Отсутствие заколонного цементного камня в области перфорации позволяет существенно устранить часто встречающиеся призабойные эффекты во время проведения мини- и основного ГРП и «выйти» на основной ГРП с агрессивным дизайном без каких-либо ограничений по расходам до 5 м³/мин и концентрациям до 1200 кг/м³, закачкой крупноразмерного проппанта, включая фракции 12/18 и 10/14. Напомним, что операции ГРП производятся всего через несколько (в среднем 15–18) перфорационных отверстий диаметром 13–15 мм.

Преимуществом данной технологии является не только значительное сокращение продолжительности цикла ввода новых скважин в эксплуатацию и цикла ГРП, но и уменьшение рисков аварийности на скважинах за счет сокращения количества СПО пакера и НКТ; работ бригад КРС; работ по перфорации и т.д.; а также уменьшение загрязнения призабойной зоны пласта жидкостью глушения и существенно меньшее время нахождения гелирующего агента в пласту.

По информации ООО «РН-Юганскнефтегаз», дебит скважин, законченных технологией AbrasiFRAC*, выше на 14% дебитов тех скважин, которые были закончены по технологии стандартного ГРП с большим количеством операций КРС.

Технология надежно зарекомендовала себя в 2008–2009 гг. и останется ключевой как для Шлюмберже, так и для «РН-Юганскнефтегаза» в 2010 году! ☉



Рисунок 6 – Каверны, образующиеся в заколонном пространстве

Figure 6 – Cavities, formed in borehole annulus

As stated above, considerable cavities are created in borehole annulus. An example is shown in Figure 6.

Due to the absence of cement stone in borehole annulus in the area where perforating was performed, frequently occurring bottomhole effects can be eliminated. These effects are observed during minifrac and the main hydraulic fracturing, their elimination allows to move forward to the main fracturing with aggressive job design without any limitations in pump rate of up to 5 м³/min and concentrations of up to 1200 kg/m³ with large-size proppant including 12/18 and 10/14 fractions. Let us remember that frac operations are performed through just several (on average 15–18) perforations with hole diameter of 0.51–0.59".

Apart from reducing cycle time of completion and frac operations, the service also lowers the risk of failures due to reduction of times when packer is to be set and retrieved, reduced workover activities, reduced number of perforating operations etc. The technology also reduces near wellbore zone damage by killing fluid and requires shorter gelling agent-reservoir contact.

According to information provided by ООО RN-Yuganskneftegaz, flow rate of the wells completed with AbrasiFRAC* is 14% higher than those completed with conventional hydraulic fracturing with a large number of interventions.

The service was giving a good account of itself during 2008–2009 and will keep playing the key role for both Schlumberger and RN-Yuganskneftegaz in 2010 too! ☉