

# Проведение поинтервального ГРП с использованием технологии растворимых шаров в качестве потокоотклонителей

**Р.М. Сабитов**

инженер 1 кат. ОПИМФМПП  
SabitovRM@tmn.likoil.com

**А.Н. Багаев**

заведующий лабораторией сопровождения  
ОПР и МУН  
BagaevAN@tmn.lukoil.com

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия

**В работе рассмотрена технология поинтервального ГРП с использованием потокоотклоняющих шаров. Технология направлена на снижение трудозатрат и уменьшение времени для производства поинтервальных ГРП на объектах, имеющих несколько разобщенных продуктивных пластов. На объектах ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» проведены опытно-промышленные испытания исследуемой технологии.**

## Материалы и методы

В рамках выполнения научно-технической разработки проведено лабораторное тестирование шаров на предмет изучения оптимальных условий, необходимых для растворимости в пластовой воде, в жидкости ГРП, в кислоте. Также были проведены исследования потокоотклоняющих шаров на способность выдерживать перепад давления. Для этого с нуля была собрана система для создания дифференциального давления.

## Ключевые слова

потокоотклоняющие шары, опытно-промышленные работы, марки шаров MR и HR, двухстадийный ГРП, поинтервальный ГРП, спуско-подъемные операции

Значительная доля всех извлекаемых запасов нефти месторождений ТПП «Урайнефтегаз» сосредоточена в среднеюрских (тюменских) отложениях, характеризующихся сложным геологическим строением и, прежде всего, сильной вертикальной и латеральной литологической изменчивостью продуктивных пластов. К осложняющим разработку факторам также относится низкая проницаемость (менее 5 мД), высокая расчлененность коллекторов (от 2 до 7 ед.) и низкая песчанистость (от 0,1 до 0,4 д. ед.).

При проектировании разработки данных месторождений, ввиду особенностей строения, пласты объединяются в единый эксплуатационный объект. Суммарная мощность эксплуатационного объекта получается 40–150 м, а за счет высокой расчлененности (от 2 до 7 ед.) и низкой песчанистости (от 0,1 до 0,4 д. ед.) суммарная эффективная толщина коллекторов находится в интервале 4–30 м [1].

Амплитуда структуры залежей за счет формирования непосредственно на поверхности фундамента достаточно резкая, с перепадом высоты по ряду залежей до 100 м, ВНК по пластам внутри одного эксплуатационного объекта различны, в связи с чем в разрезе скважин встречаются и нефте- и водонасыщенные пласты и пропластки.

В данных геологических условиях гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из основных методов интенсификации добычи на месторождениях ТПП «Урайнефтегаз» (рис. 1). В настоящее время освоение новых скважин при вводе из бурения и дальнейшая их эксплуатация ведется с проведением ГРП. При интенсификации добычи существует необходимость воздействия в разных интервалах пласта и последовательной закачкой проппанта в каждый интервал (поинтервальный ГРП).

Проведение традиционных ГРП, таких как стандартный ГРП, большеобъемный ГРП

(БГРП) и поинтервальный ГРП методом «отсыпки» в условиях разобщенных пластов не всегда эффективны. Все эти способы предполагают дополнительные спуско-подъемные операции (СПО), что влечет за собой увеличение времени работ.

Это обуславливает цель данной научно-исследовательской работы — поиск оптимального метода вовлечения в разработку сильнорасчлененных низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты Западной Сибири.

В рамках исследования поставлены следующие задачи:

1. Сокращение временных, трудовых и материальных затрат на объектах, имеющих несколько разобщенных продуктивных пластов.
2. Анализ результатов проведенных опытно-промышленных работ.

## Оптимизация процесса ГРП

В настоящее время освоение новых скважин при вводе из бурения и дальнейшая их эксплуатация ведется с проведением ГРП. При интенсификации добычи существует необходимость воздействия в разных интервалах пласта (то есть последовательной закачкой проппанта в каждый интервал — поинтервальный ГРП) (рис. 2).

В данном случае проводится перфорация нижнего интервала пласта с последующим ГРП, нормализация забоя (до установленной глубины), перфорация и обработка вышележащего интервала пласта, нормализация забоя.

Однако данный подход имеет ряд недостатков, это:

1. Необходимость проведения последовательной перфорации.
2. Необходимость временной изоляции нижних интенсифицированных интервалов пласта. Для этого существует несколько способов, например, установка пакер-пробки или отсыпка проппантом.

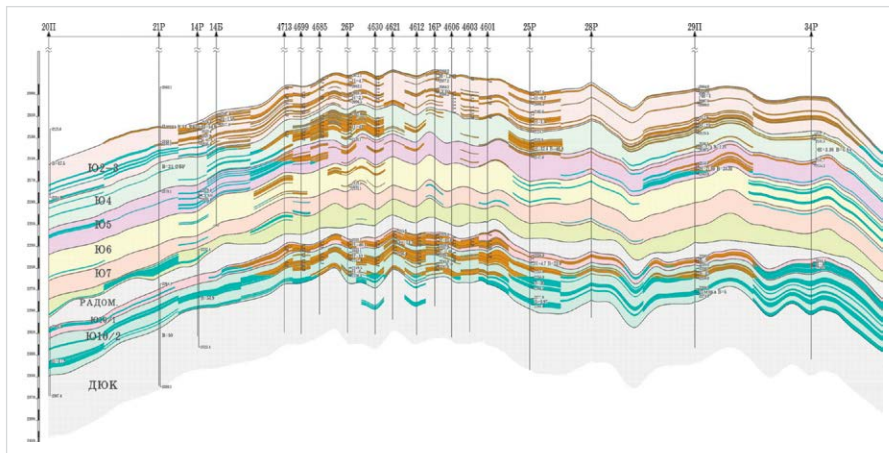


Рис. 1 — Геологический профиль по линии скважин 20П-25П. Пласты Ю<sub>2-3</sub>, Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>5</sub>, Ю<sub>6</sub>, Ю<sub>7</sub>, Ю<sub>10/1\*</sub>, Ю<sub>10/2\*</sub>, Западно-Тугровское месторождение

3. Нижний интенсифицированный интервал значительное время остается без извлечения продуктов распада рабочей жидкости ГРП, что может негативно сказаться на проводящих свойствах созданной трещины.

Все эти способы предполагают дополнительные спуско-подъемные операции (посадка и срыв пакера-пробки, промывка забоя), что влечет за собой увеличение времени работ.

Проведение стандартного ГРП (средняя масса проппанта в диапазоне от 40 до 70 т), с учетом различных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и большого этажа нефтеносности пластов, с объединением их в единый интервал, не интенсифицирует ряд пропластков (трещина ГРП не охватит весь разрез), что подтверждается дизайном и результатом промыслово-геофизических исследований (профиль притока) после ГРП.

Проведение большеобъемного ГРП (БГРП) с развитием трещины ГРП на всю мощность пласта может повлечь подключение выше/нижележащих водоносных пластов (при их наличии), повышение стоимости ГРП (большая масса проппанта) и размещение части проппанта в непродуктивных зонах пласта, что сокращает эффективную массу (рис. 3). Опыт проведения подобных работ есть на Яхлинском и Западно-Тугровском месторождениях (пласт ЮШ<sub>2,4</sub>).

С целью оптимизации процесса ГРП, представителями филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень и ТПП «Урайнефтегаз», совместно со специалистами подрядной организации, был проведен подбор оптимальной технологии ГРП с использованием растворимых шаров в качестве потокоотклонителей.

Данная технология направлена на снижение трудозатрат и уменьшение времени для производства поинтервальных ГРП на объектах, имеющих несколько разобценных (неоднородных по характеристикам) продуктивных пластов, когда необходимо простимулировать каждый пласт в отдельности.

Основным элементом технологического процесса являются потокоотклоняющие шары, в функцию которых входит закупоривание (временное искусственное перекрытие)

наиболее проницаемых перфорированных участков пласта, за счет чего происходит перераспределение потока и отклонение рабочей жидкости ГРП к менее проницаемому, наиболее закольматированному интервалу пласта (рис. 4).

Работа с применением шаров проводится в несколько этапов.

На первом этапе происходит закачка проппанта в более проницаемый интервал пласта.

Второй этап заключается в подаче шаров на последней проппантной стадии. Подача шаров производится с применением устройства «Ball Injector», которое монтируется в линию высокого давления на участке между устьем скважины и обратным клапаном. Шары подаются в 2 м<sup>3</sup> промежуточной стадии в линейном геле. Количество подаваемых шаров равно числу отверстий перфорации с 30% запасом.

Подача дополнительного количества шаров необходима для предупреждения таких рисков как разрушение шара, непопадание шара в перфорационное отверстие и

продавливание шара в ПЗП. При входе шаров в интервал перфорации скорость закачки снижается, после посадки шаров скорость закачки выводится на прежнее значение. После перекрытия шарами интервала перфорации, как правило, наблюдается рост давления, что косвенно указывает на достижение поставленной цели.

На третьем этапе происходит закачка проппанта в следующий интервал обработки. При наличии дополнительных интервалов обработки процедура подачи шаров повторяется аналогично предыдущим. Весь процесс осуществляется непрерывно. График закачки ГРП по технологии представлен на рис. 5.

Перфорационные потокоотклоняющие шары — растворяющиеся непрозрачные белые или зеленые шарики правильной формы с гладкой поверхностью и со специфическим запахом, состоящие из полимеров (полиэтиленоксид, полиоксипропилен и полиактидный полимер). Удельный вес шара составляет 1,10–1,30 г/см<sup>3</sup>. Таким образом, шары тяжелее водных растворов и оседают в них.

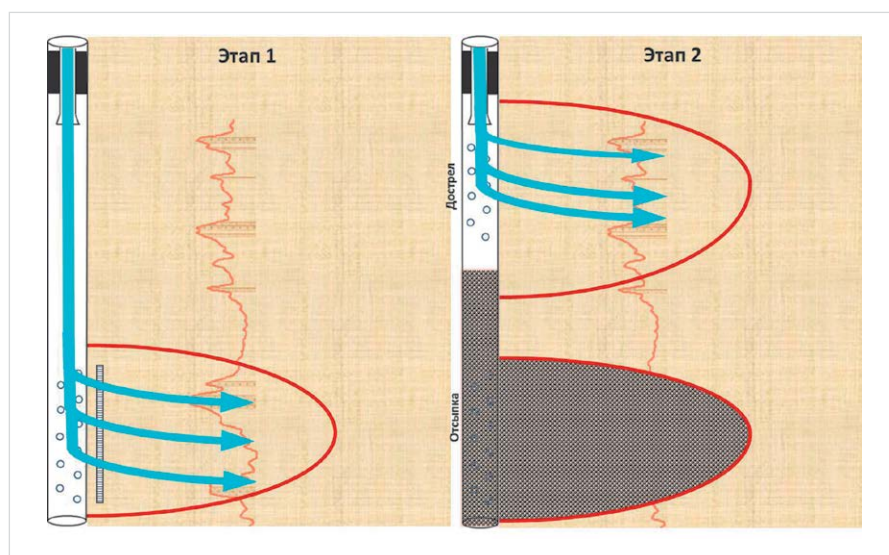


Рис. 2 — Схема воздействия в разных интервалах пласта и последовательная закачка проппанта в каждый интервал (поинтервальный ГРП)

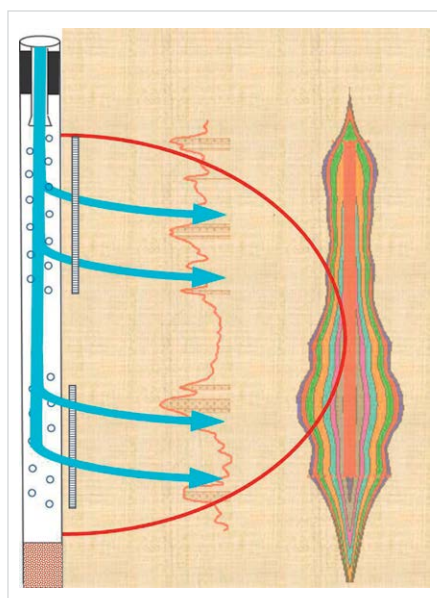


Рис. 3 — Схема воздействия БГРП в аналогичных условиях

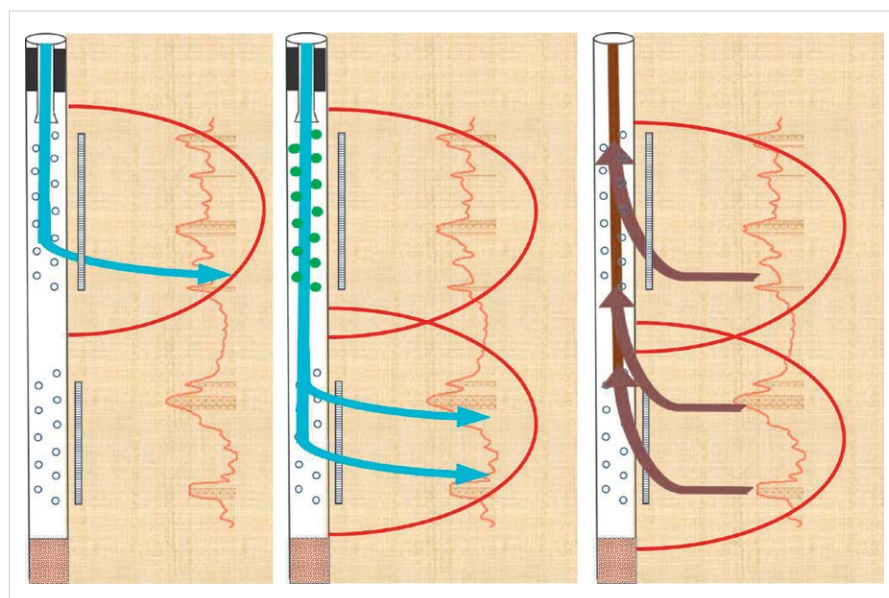


Рис. 4 — Алгоритм действия потокоотклоняющих шаров

Ассортимент биоразлагаемых шаров представлен несколькими видами, согласно термобарическим характеристикам скважин. Так, шары марки HR имеют температурные границы применения от 121 до 177°C и выдерживают дифференциальное давление в 340 атм. Шары марки MR выдерживают 204 атм и применяются при температуре от 27 до 90°C (рис. 6).

Итак, для применения шаров необходимо знать количество, диаметр перфорационных отверстий и термобарические характеристики скважины. Необходимо, чтобы диаметр шара превышал диаметр отверстия перфорации. Таким образом рекомендуется использовать технологию в скважинах только с первичной перфорацией. Все эти условия имеют важное значение для эффективного использования технологии.

Перед проведением работ на скважинах были выполнены лабораторные тесты по определению растворимости и прочностных свойств потокоотклоняющих шаров в химико-аналитической лаборатории филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень.

Проведено лабораторное тестирование шаров на предмет изучения оптимальных условий, необходимых для растворимости как в пластовой воде, так и в жидкости ГРП, в 15% кислоте (12% HCl+3% HF) при температуре 80°C. Исследования показали, что образцы шаров полностью растворяются в пластовой воде за 21 ч, в кислотном составе и в жидкости ГРП — за 20 ч.

Также были проведены исследования потокоотклоняющих шаров на способность выдерживать перепад давления. Для этого была собрана система для создания дифференциального давления, а также подготовлена заглушка с отверстием диаметром 12 мм, которая съимитировала перфорационное отверстие. Потокоотклоняющие шары подвергли испытаниям дифференциальным давлением в диапазоне от 200 до 300 атм. В результате потокоотклоняющие шары выдержали испытание только при перепаде 200 атм. (шар деформирован). В остальных случаях шары были разрушены.

Таким образом, максимально возможный перепад давления составил 200 атм.

В рамках опытно-промышленных работ были проведены испытания технологии потокоотклоняющих шаров на месторождении Западной Сибири. Осуществлен анализ участков и выбор скважин для применения данной технологии, в результате были отобраны 5 скважин-кандидатов с разнообразными геологическими характеристиками пластов, но соответствующим критериям применимости технологии.

Объектом исследования стали добывающие скважины, эксплуатирующие пласты ЮШ<sub>2-3</sub> Ловинского, Т<sub>1</sub>+КВ Убинского, ЮШ<sub>2-4</sub> + ЮШ<sub>10</sub> Западно-Тугровского и ЮК<sub>2-3</sub> Пайтыского месторождений.

В последние годы активное бурение и ввод новых скважин ведется на Западно-Тугровском месторождении. Так, за период с 2011 по 2015 г. введено из бурения 118 скважин. Из них в 63 скважинах (53%) выполнен интервальный ГРП (в двух и трех интервалах). В рамках выполнения технологической схемы разработки Западно-Тугровского месторождения (от 2013 г.) в период с 2016 по 2019 г. запланирован ввод из бурения 123 скважин.

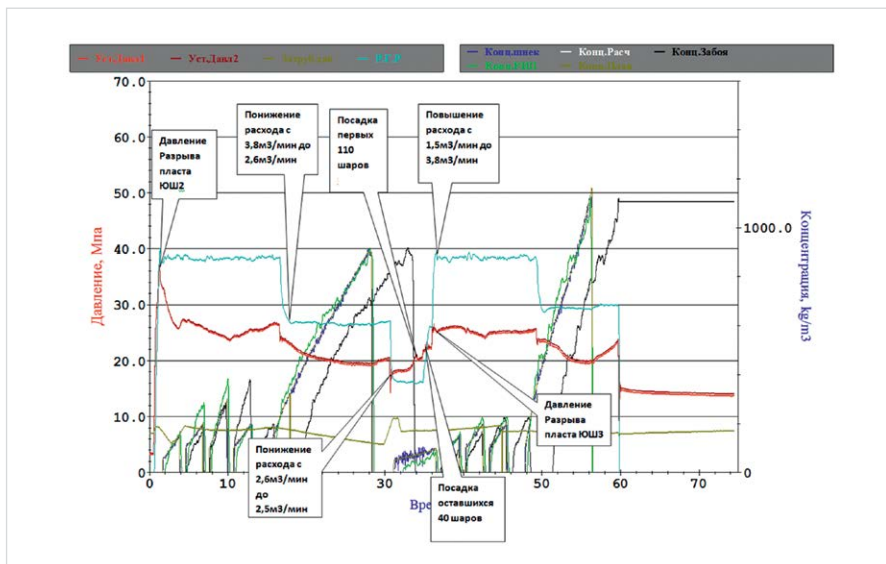


Рис. 5 — График закачки ГРП по технологии потокоотклоняющих шаров

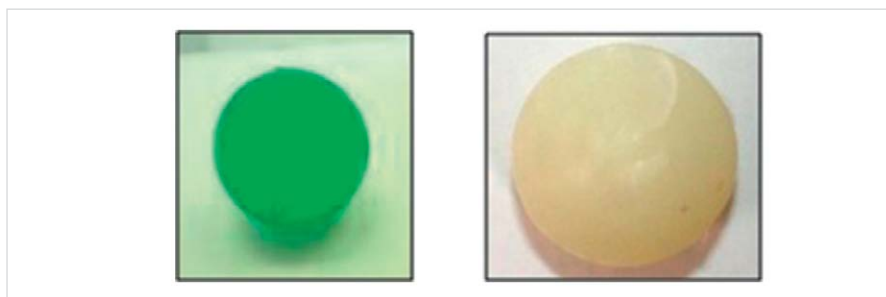


Рис. 6 — Внешний вид целых неразстворённых потокоотклоняющих шаров MR/HR

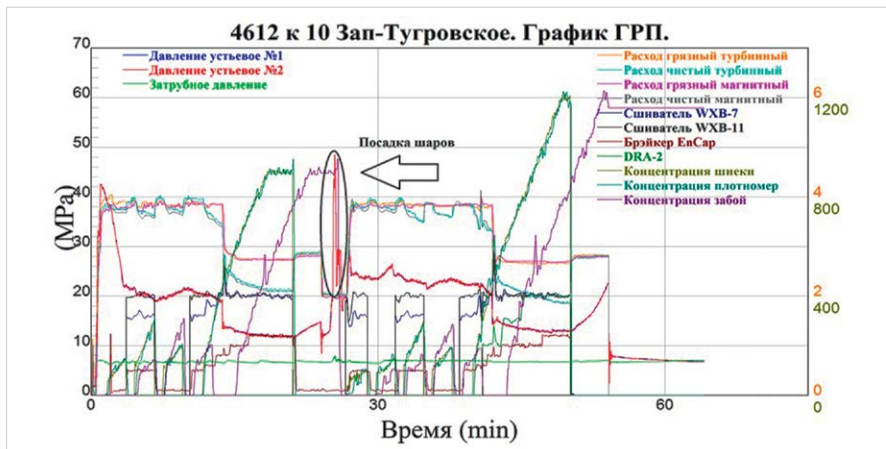


Рис. 7 — График проведения ГРП в скважине №4612

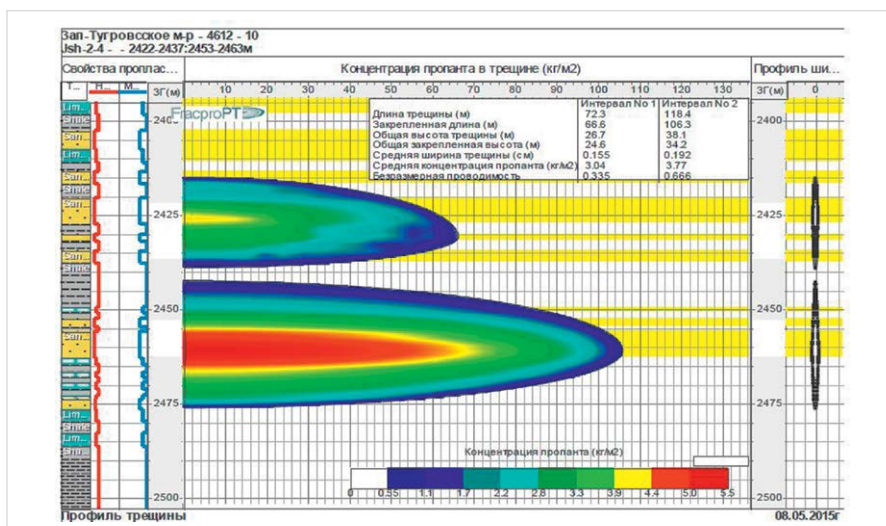


Рис. 8 — Профиль созданных трещин скважины №4612

Таким образом, учитывая тот факт, что на Западно-Тугровском месторождении больше половины новых скважин вводятся в основном с поинтервальным ГРП, открывается большая перспектива использования технологии растворимых шаров. В качестве примера рассмотрим скважину №4612 Западно-Тугровского месторождения.

В ходе стандартных процедур подготовки к ГРП и проведения мини-ГРП на скважине №4612 был произведен комплекс ГИС с целью выявления интервала с наибольшей приемистостью (проницаемостью) пласта (рис. 9).

По результатам исследования, было определено, что верхний интервал обладает наибольшей приемистостью, которая составляет 90% и это подразумевает, что наиболее вероятное распространение трещины на первой стадии ГРП будет происходить именно по верхнему интервалу перфорации.

При проектировании программы закачки, в связи с многостадийностью плана поинтервального ГРП, а также с изменением темпа закачки, обеспечением непрерывности работ и применением линейного геля, в дизайне закладывались по 4 порции пачки с мелким проппантом фракцией 30/50 и 20/40 перед основной закачкой для проработки зоны перфорации, чтократно снижало проблемы по прохождению проппанта и посадки потокоотклоняющих шаров.

Данная программа ГРП должна была позволить закачать проппант в пласт при максимальной концентрации проппанта 900 кг/м<sup>3</sup> и загрузке гелеобразующего вещества 2,6 кг/м<sup>3</sup>.

Руководствуясь данными ГИС (рис. 9), был произведен расчет необходимого количества шаров для применения в верхнем интервале перфорации с учетом 30% запаса. В ходе двухстадийного ГРП, после закачки проппанта в верхний интервал (18 т), запустили в линию потокоотклоняющие шары. Шары были перекрыты перфорационные отверстия верхнего интервала, что отразилось на росте устьевого давления, как показано на графике закачки — рис. 7.

Посадка шаров позволила продолжить вторую стадию ГРП в нижний интервал (22 т), без остановок и дополнительных работ. Профиль трещин ГРП, по фактически полученным данным, после выполнения работ с применением технологии изображен на рис. 8.

Так, после проведения ГРП с применением технологии потокоотклоняющих шаров, по результатам комплекса ГИС установлено, что произошло перераспределение профиля притока, следовательно, ГРП по данной технологии прошел успешно (рис. 9).

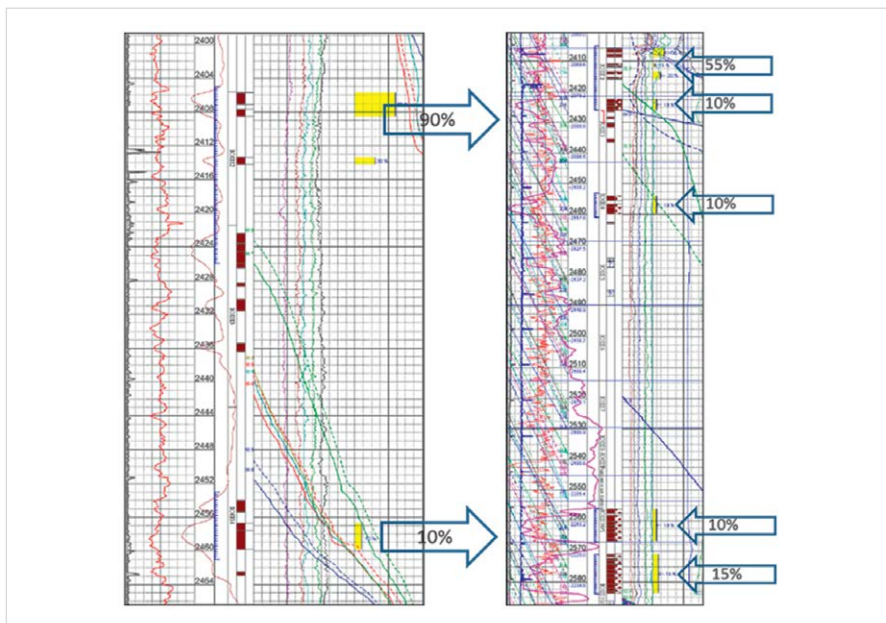


Рис. 9 — Результаты ГИС №7 по определению профиля приемистости до ГРП и результаты ГИС №86 по определению профиля притока после ГРП в скважине №4612 с учетом всех пластов

Месторождение	Западно-Тугровское	
Пласт	ЮШ <sub>2</sub> , ЮШ <sub>4</sub>	
Технология	Технология шаров	Поинтервальный ГРП
Скважина	4612	4610
Эффективная мощность пласта, м	8,9	19
Масса проппанта, т	18+22	30+35
Темп закачки жидкости разрыва, м <sup>3</sup> /мин	3,8	3,2
Максимальная концентрация, кг/м <sup>3</sup>	1200	1200
Удельная масса, т/м	4,5	3,4
Дебит жидкости до ГРП, т/сут	16,0	0
Дебит нефти до ГРП, т/сут	8,2	0
Обводненность до ГРП, %	48,8	0
Дебит жидкости после ГРП, т/сут	58,0	58,6
Дебит нефти после ГРП, т/сут	19,5	11,6
Обводненность после ГРП, %	66,4	80
Начальный прирост дебита жидкости, т/сут	42,0	58,6
Начальный прирост дебита нефти, т/сут	11,3	11,6
Отработанное время, сут	210	350
Доп. добыча нефти тыс.т	1,7	2,7
Удельный прирост дебита нефти, т/сут	8,2	7,7

Таб. 1 — Геологические характеристики пласта, технологические и эксплуатационные показатели по стандартным ГРП и ГРП по технологии потокоотклоняющих шаров на объект ЮШ<sub>2-4</sub> Западно-Тугровского месторождения

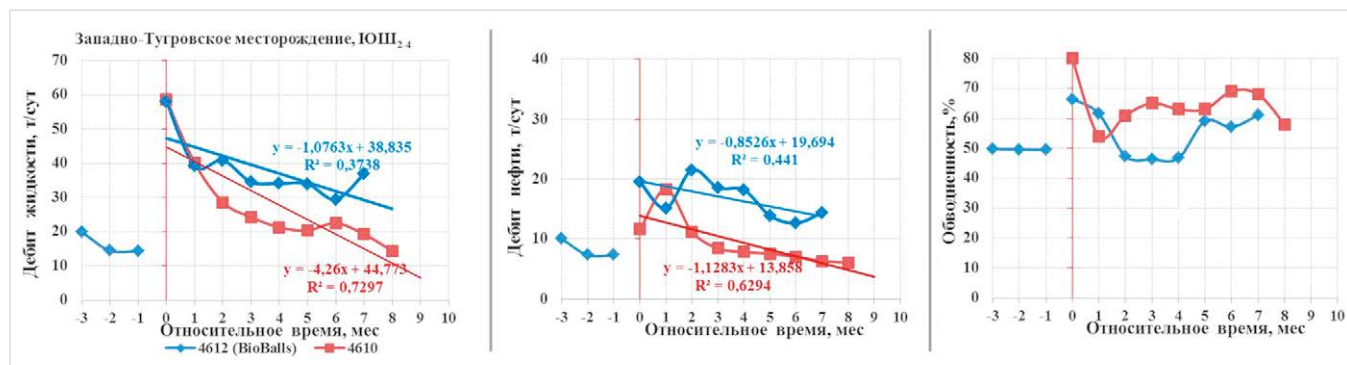


Рис. 10 — Приведенные дебиты жидкости, нефти и обводненность на дату ГРП с поинтервальным ГРП и ГРП по технологии потокоотклоняющих шаров

После ГРП дебит жидкости составил 58 т/сут, дебит нефти — 19,5 т/сут при обводненности 66,4%. Для сравнения эффективности приведен поинтервальный ГРП (методом отсыпки) в скважине №4610, единственной подобной обработкой на участке. После последовательного воздействия на пласты ЮШ2-4 с массой проппанта 30+35 т, дебит жидкости составил 58,6 т/сут, дебит нефти — 11,6 т/сут при обводненности 80%. Удельный прирост по скважине с потокоотклоняющими шарами составил 8,2 против 7,7 т/сут с поинтервальным ГРП. Основные геологические, технологические и эксплуатационные показатели по поинтервальному ГРП и ГРП по технологии потокоотклоняющих шаров представлены в таб. 1.

Темпа падения дебита жидкости по скважине с технологией потокоотклоняющих шаров за 6 мес. составил порядка 28%, со стандартным поинтервальным ГРП — 49% (рис. 10).

Длительность выполнения ГРП по технологии растворимых шаров в скважине №4612, от посадки пакера перед ГРП и до его снятия после ГРП, составила порядка 110 ч (с учетом подготовительно-заключительных работ). Время работ проведения стандартно поинтервального ГРП в скважине №4610, от посадки пакера перед первым ГРП и до снятия пакера после второго ГРП, составило 220 ч (с учетом подготовительно-заключительных работ). Отметим, что все время после первого ГРП вплоть до освоения, интенсифицированный интервал остается без извлечения продуктов распада рабочей жидкости. В случае с технологией потокоотклоняющих шаров время нахождения первого интенсифицированного интервала с жидкостью ГРП минимизировано.

Таким образом, отмечается сокращение длительности выполнения ГРП в скважине №4612 по технологии растворимых шаров (в 2 раза) и минимизация нахождения первого интенсифицированного интервала без извлечения продуктов распада рабочей жидкости ГРП.

При испытании технологии в 4 скважинах опыт применения был успешен, по одной скважине произошел «СТОП», после посадки потокоотклоняющих шаров в перфорационные отверстия, но проведя дополнительные серии гидровоздействия на пласт, была установлена связь с пластом и закачку удалось продолжить.

Во всех пяти случаях проведенных мероприятий на скважинах отмечается достижение ожидаемого дебита нефти и равномерное распределение притока между обработанными интервалами, что свидетельствует о подключении в работу запланированных и ранее неэксплуатированных зон пласта.

В сравнении со стандартными ГРП, удельная эффективность как по дебиту жидкости, так и по дебиту нефти выше в 1,5 раза.

Отмечается сокращение времени (в среднем, в 2 раза) на производство поинтервальных ГРП, это выгодно её отличает от других технологий. Также отсутствует необходимость проведения перфорации за несколько СПО.

Несмотря на то что технология потокоотклоняющих шаров сама по себе не предназначена для увеличения добычи пластового флюида, а служит как вспомогательная технология для снижения трудозатрат и уменьшения времени для производства поинтервальных ГРП, а также то, что все работы были

выполнены без осложнений и с приростами по дебиту нефти, следует считать, что цель ОПР достигнута во всех пяти случаях проведенных обработок.

#### Итоги

Данная технология доказала свою эффективность. Техничко-экономическая выгода от внедрения потокоотклоняющих шаров заключается в следующем:

- увеличение нефтеотдачи пластов за счет проведения поинтервального ГРП;
- минимизация рисков при реализации технологии.

#### Выводы

Учитывая результаты лабораторных исследований и получение положительных результатов после промышленных испытаний, технология активно внедряется на объектах месторождений ТПП «Урайнефтегаз». Также после проведения лабораторных исследований и получения положительных результатов растворимости шаров в образцах пластовой воды и жидкостей разрыва, встречающихся в предполагаемых условиях применения, планируется применение на остальных месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». На ближайшее будущее также запланировано опробование интенсификации трех интервалов по данному способу.

#### Список литературы

1. Печеркин М.Ф. Особенности геологического строения и разработки месторождений Шаимского нефтегазозносного района. М.: Тюмень, 2002. 320 с.

## Hydraulic fracturing, using soluble spheres technology as diverters

UDC 622.276

#### Authors:

**Ramil' M. Sabitov** — 1st category engineer; [SabitovRM@tmn.lukoil.com](mailto:SabitovRM@tmn.lukoil.com)

**Alexander N. Bagaev** — head of laboratory; [BagaevAN@tmn.lukoil.com](mailto:BagaevAN@tmn.lukoil.com)

LUKOIL-Engineering KogalymNIPIneft

#### Abstract

The technology of hydraulic fracturing, using diverter spheres, is described in the article. The aim of the technology is to decrease labor costs and time for manufacturing of hydraulic fracturing on objects, having several separated productive layers. Pilot tests were carried out on "Urayneftegaz" of "LUKOIL-Western Siberia".

#### Materials and methods

Laboratory testing of diverter spheres, concerned with optimal conditions, necessary for solubility in reservoir water, fracturing liquid, and acid, was carried out within the development work.

Researches of diverter spheres ability of maintaining pressure difference were done. The system of differential pressure was constructed from the ground up.

#### Results

The technology has proved its efficiency. Technical and economic benefit from technology adoption of diverter spheres is:

- oil recovery increasing due to hydraulic fracturing;
- risk minimization in technology adoption.

#### Conclusions

Technologies are adopted in oil fields of "Urayneftegaz", taking into account the

results of laboratory tests and positive results of industrial tests. Researches of spheres solubility in the samples of reservoir water and fracturing liquids, the application on other oil fields of "LUKOIL-West Siberia" is planned. Approbation of three intervals intensification, using the method, is also planned for the future.

#### Keywords

diverter spheres, field operations, MR-spheres and HR- spheres, two-stage hydraulic fracturing, interval hydraulic fracturing, jack-up operations

#### References

1. Pecherkin M.F. *Osobennosti geologicheskogo stroeniya*

*i razrabotki mestorozhdeniy Shaimskogo neftegazonosnogo rayona* [Peculiarities of geological

structure and development of Shaim oil-and-gas area]. Moscow: *Tyumen'*, 2002, 320 p.