

УДК 622.276

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА В
УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ ОБВОДНЁННОСТИ ПЛАСТА БВ-8
ПОВХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**IMPROVING EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING UNDER
HIGH WATERCUT RESERVOIR CONDITIONS OF БВ-8
FORMATION, POVKHOVSKOE FIELD**

**Валеев А.С., Дулкарнаев М.Р., Салимов Ф.С., Бухаров А.В.,
Котенев Ю.А.**

**ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Повхнефтегаз», г. Когалым,
Российская Федерация**

**Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»,
г.Тюмень, Российская Федерация**

**ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический
университет», г. Уфа, Российская Федерация**

**A.S. Valeev, M.R. Dulkarnaev, F.S. Salimov, A.V. Bukharov,
Yu.A. Kotenev**

**JSC “LUKOIL – West Siberia”, Povkhneftegaz, Kogalym, the Russian
Federation**

**Branch of LUKOIL-Engineering KogalymNIPIneft, Tumen,
the Russian Federation**

**FSBEI NPE “Ufa State Petroleum Technological University”,
Ufa, the Russian Federation**

e-mail: geokot@inbox.ru

Аннотация: Впервые на Повховском месторождении проведен масштабный гидравлический разрыв пласта (ГРП), при котором осуществляется закачка проппанта в объеме до 200 тонн. Определена технология повышения эффективности метода ГРП, вовлечения в разработку трудноиз-

влекаемых и недренируемых запасов нефти на обводнённых участках пласта. Использование большеобъемного ГРП привело к существенному повышению коэффициента извлечения нефти по опытному участку за счет увеличения области охвата, т.е. коэффициента охвата пласта воздействием. На основе анализа выработки запасов нефти и распределения их по разрезу отмечено, что определяющими условиями применения большеобъемного ГРП являются участки с неравномерным распределением остаточной нефти, наличие пропластков с высокой остаточной нефтенасыщенностью, множество тупиковых зон, линз и полулинз, на некотором удалении от ствола скважины и не вовлеченные в разработку. В качестве скважин-кандидатов рассмотрены и проанализированы скважины, добывающие продукцию с обводненностью более 95% (9 скважин) и, находящиеся в неработающем фонде: пьезометрический, консервация, в бездействии прошлых лет по причине нерентабельности разработки. Таким образом, реализуется приоритетное направление для нефтяной компании - снижение неработающего фонда скважин.

При закачке больших объёмов проппанта создаются довольно длинные трещины разрыва, достигающие длины 120-200м, которые охватывают дренированием межскважинное пространство пласта, слабо участвующее в разработке. Отходы забоев вторых стволов на Повховском месторождении составляют 150-350м. Проведение опытно-промышленных работ по большеобъемному ГРП на эксплуатационном объекте БВ8 Повховского месторождения показало свою высокую среднюю эффективность по приросту дебита нефти, удельная технологическая эффективность составила 10,8 т/сут. Экономические расчёты показали, что гидроразрыв с закачкой 200 тонн проппанта будет рентабельным при минимальном приросте дебита нефти в 9,8 т/сут. Большеобъемный ГРП может рассматриваться как альтернатива дорогостоящему бурению боковых стволов.

Abstract. Its first large-scale hydraulic fracturing operation was performed at Povkhovskoe field with up to 200 tons of proppant agent injected. The technology has been developed to improve the efficiency of fracking, tapping hard-to-recover and bypassed oil reserves in water-flooded zones of the reservoir. The introduction of large-scale fracking lead to the significant increase in the recovery factor on the pilot area due to extra contact with the reservoir, i.e. higher sweep efficiency. Based on the analysis of the oil reserves recovery and their vertical distribution it has been noted that the application of a large-scale frac job is guided by the presence of zones with uneven residual oil distribution, layers with high residual oil saturation, abundance of blind or dead-end zones, lenses and hemi-lenses at a certain distance from the wellbore which have not been developed yet. As possible candidates wells with over 95% watercut (9 wells) have been studied and analyzed from the idling well stock: piezometric, suspended, not producing in the previous years due to their unprofitability. This approach addresses one of the top challenges of an oil company – how to lessen the number of idling wells.

Large volumes of the proppant agent injected create rather long hydraulic fractures up to 120-200 m which extend far into the formation thus draining the interwell reservoir space which is poorly developed. The reach or the step-out of the second boreholes at Povkhovskoe field is in the range of 150-350 m. Field trials of large-scale fracking at BB8 development target of Povkhovskoe field resulted in high average efficiency with increased oil rate and specific technological efficiency of 10.8 tons per day. The economic calculations showed that hydrofrac with 200 tons of proppant injected is cost-effective at the minimum incremental oil achieved of 9.8 tons per day. Large-scale fracking operations may be considered as an alternative to expensive and high-cost sidetracks.

Ключевые слова: большеобъемный гидравлический разрыв пласта, неоднородный нефтяной пласт, бездействующий фонд скважин, низкие фильтрационно-емкостные свойства, трещина ГРП, Повховское нефтяное месторождения, пласт БВ8, эксплуатационный объект.

Key words: large-scale hydraulic fracturing, heterogeneous oil reservoir, idling wellstock, low porosity and permeability, hydraulic fracture, Povkhovskoe oil field, БВ8 formation, development target.

Применение гидравлического разрыва пласта (ГРП) на эксплуатационном объекте БВ₈ Повховского месторождения начато в 1990 году. Метод получил широкое распространение и применяется в значительных объёмах по текущее время. По состоянию на 01.01.2014 г. проведено 3100 операций ГРП, при этом фонд добывающих скважин с учетом консервационных составляет 1710 скважин. Рассматриваемым геолого-техническим мероприятием (ГТМ) охвачено 90% скважин. Доля повторных ГРП на скважинах ежегодно увеличивается и в 2014 году достигла 49%.

В настоящее время реализация производственной программы ГРП испытывает определенные трудности, обусловленные геолого-технологическими особенностями, среди которых рост доли трудноизвлекаемых запасов нефти, снижение объёмов отбора нефти и высокая обводнённость добываемой продукции, сохранение количества скважино-операций. Следует отметить, что особенности и сложность геологического строения залежей нефти приводит к неравномерной выработке запасов нефти. Основное освоение запасов нефти происходит из верхней, более проницаемой части пласта. Также наблюдается постоянное ухудшение технического состояния скважин. Соответственно основной фонд скважин-кандидатов для ГРП предполагает трудоёмкие подготовительные работы, в том числе: ремонтно-изоляционные работы верхней части пласта (цементные заливки, спуск эксплуатационной колонны размером 102 мм), допол-

нительную закачку глинистых экранов, очистка забоев скважин и др. Во многих скважинах после проведения ГРП в нижней низкопроницаемой части пласта не происходит увеличения притока жидкости к забою скважины до рентабельного. Причиной этого является ограничение развития трещин ГРП по высоте и создание её незначительной длины. Не редки случаи прорыва трещины в верхнюю промытую зону пласта, что приводит к резкому обводнению скважины.

Таким образом, количество скважин со сложными подготовительно-заключительными работами (ПЗР) к ГРП ежегодно увеличивается и в 2014 году достигло 70%. Это, в свою очередь, привело к росту числа собственных аварий при капитальном ремонте скважин (КРС), различных непроизводительных работ и простоев. Следует отметить, что средняя продолжительность ремонта также возросла, за шесть месяцев 2014 года продолжительность ремонтов составила 677 часов, а в 2012 году составляла 565,9 часов.

Поиск выхода из сложившейся ситуации заставил обратить внимание на участки пласта, имеющие повышенные мощности, расчленённость, изменчивость геологического строения (рисунок 1). В первую очередь это южный и северный купол Повховского месторождения. Выработка запасов по разрезу скважин данных участков неравномерная, остаются пропластки с высокой остаточной нефтенасыщенностью, имеется множество тупиковых зон, линз и полулинз на некотором удалении от ствола скважины, которые не вовлечены в разработку. Анализ накопленных отборов нефти показывает наличие неподвижных или малоподвижных запасов. С целью освоения подобных участков залежей обосновано решение о проведении большеобъёмных (БО) ГРП на весь разрез пласта с закачкой 150 тонн проппанта и более, с созданием длинных и высоких трещин, что позволяло бы охватить разрывом весь продуктивный разрез пласта в зоне дренирования скважины.

Продуктивный горизонт БВ₈ характеризуется следующими особенностями геологического строения, определяющими проблемы извлечения запасов углеводородов и механизм вытеснения нефти:

- клиноформное строение;
- повышенные значения песчаности в кровельной части продуктивного горизонта, образовавшейся в период максимальной регрессии моря в результате наращивания песчаных тел вглубь бассейна;
- низкая песчаность и высокая степень прерывистости подошвенной части продуктивного горизонта, вследствие дефицита обломочного материала в погруженной части бассейна;
- разделение верхней и нижней частей разреза слоем неколлекторов и низкопроницаемых песчаников и алевролитов;
- непостоянство фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), эффективных нефтенасыщенных толщин и характеристик неоднородности как верхнего, так и нижнего подразделений в пределах различных частей участка в силу того, что свойства слагающих их тел претерпевают значительные изменения по площади распространения коллекторов этих элементов неоднородности;
- глинизация нижней части разреза на западе площади, основная доля коллекторов здесь приурочена к кровельной части и, в целом, характеризуется достаточно низкими ФЕС;
- невысокие средние значения эффективных нефтенасыщенных толщин пластов восточного борта, существенные глинистые разделы между ними, в результате на значительной площади кровельная часть горизонта в этом районе представлена либо тонкослоистыми коллекторами выклинивающихся пластов, либо глинистыми отложениями, выходящими на поверхность разделов между пластами.

За три месяца 2014 года на эксплуатационном объекте БВ8 Повховского месторождения проведено десять гидроразрывов пласта с закачкой проппанта более 150 тонн и семь скважино-операций от 90 до 150 тонн (таблица 1, рисунок 2). Как видно из рисунка 2, большеобъемным ГРП охвачены разные участки пласта, с отличным друг от друга геологическим строением, в том числе и фациальными особенностями, но с общими характеристиками и параметрами, удовлетворяющими применению большеобъемного ГРП.

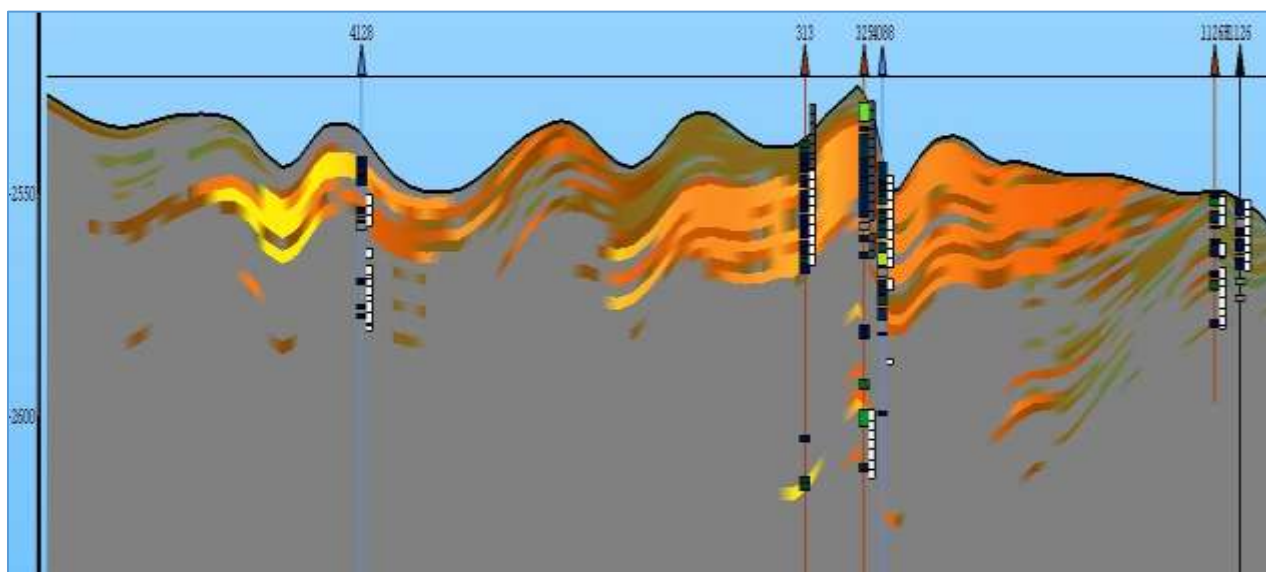


Рисунок 1. Геологический разрез продуктивного пласта БВ8 Повховского нефтяного месторождения

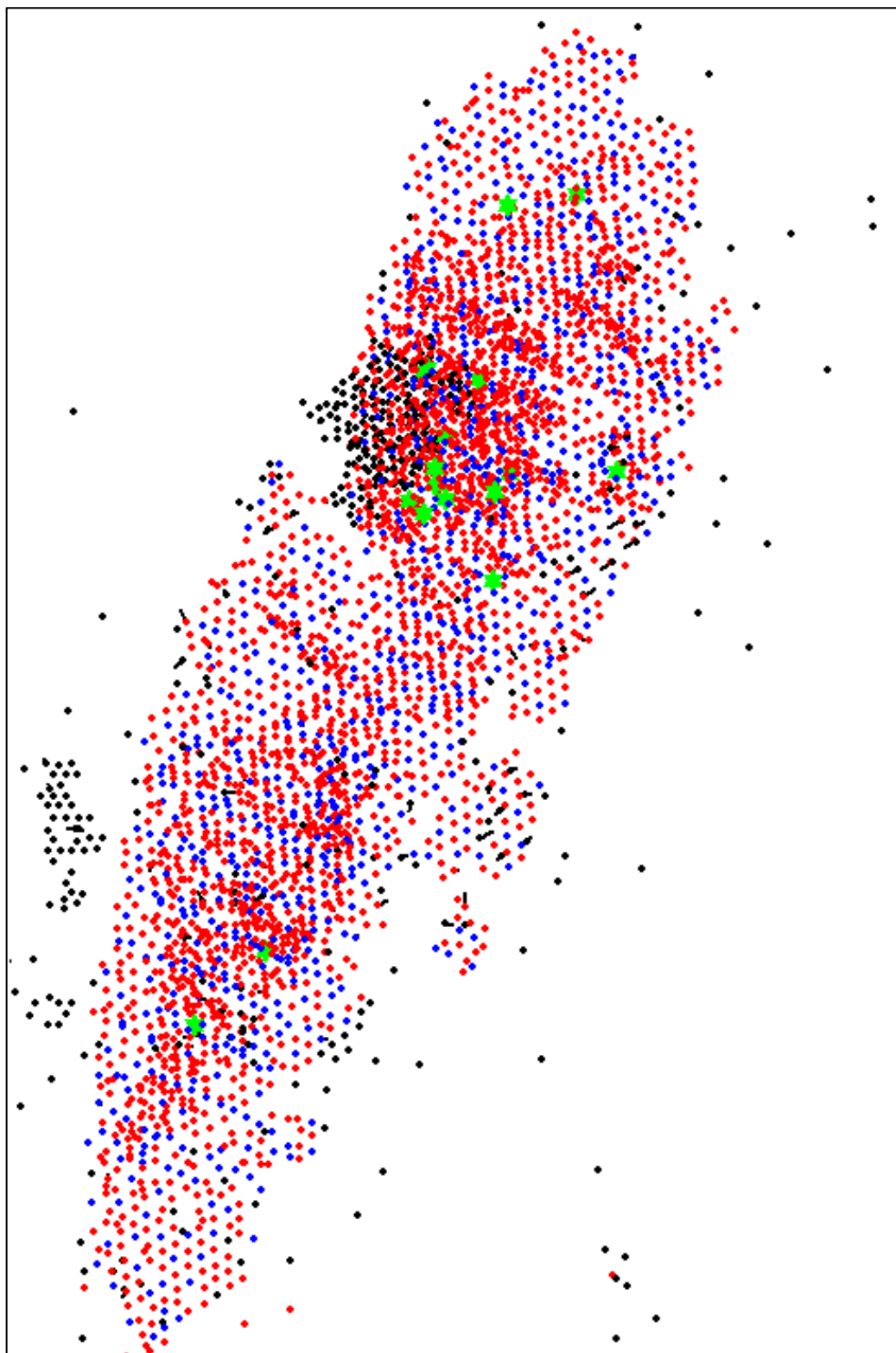


Рисунок 2. Схематическое расположение скважин с большеобъемным ГРП в 2014 году на Повховском месторождении (скважины выделены зеленым цветом)

Основную долю кандидатов для проведения БО ГРП составили скважины действующего фонда (88%). Средние базовые показатели следующие: мощность пласта 50 м, накопленные отборы нефти 115 тыс. т, дебит жидкости 40 м³/сут, обводнённость 95%, дебит нефти 2,1 т/сут (таблица 1). Для участков с подобными толщинами, проведение стандартных ГРП зачастую приводит к активизации выработки запасов только части нефтенасыщенного разреза или развитие трещины ГРП в промытой зоне пласта, вследствие чего, получаемые эффекты для многих скважин являются непродолжительными, особенно, на фоне поздней стадии разработки Повховского месторождения и высокой степени охвата методом ГРП. Проведение большеобъемных ГРП вызвано целью максимального охвата, создаваемой трещиной по вертикали, активизации выработки ранее не участвовавших в процессе разработки нефтенасыщенных пропластков и получения устойчивого эффекта по жидкости во времени за счет увеличения области дренирования в удаленных, застойных зонах. Также стоит отметить, что по ряду скважин перед ГРП проводилась закачка глинистого раствора с целью частичной блокировки развития трещины ГРП в водонасыщенной зоне.

Так, например, на скважине № 3179, вскрывающей в своем разрезе пласт с общей мощностью более 60 м, проведение повторного ГРП в 2012 году с массой проппанта 50 тонн не привело к существенному увеличению дебита жидкости и, как следствие, эффективность по нефти оказалась низкой (рисунки 3-4). В 2014 году выполнен дострел кровельной части пласта и проведен большеобъемный ГРП, позволивший созданной трещиной охватить весь разрез, что подтверждается данными дизайна и редизайна ГРП. За счет режима форсированного отбора жидкости, дебит которой увеличился в 4 раза, дебит нефти после ГРП достиг 25 т/сут. Наличие соседней нагнетательной скважины, с закачкой по верхней части разреза, не явилось негативным фактором при подборе скважины кандидата.

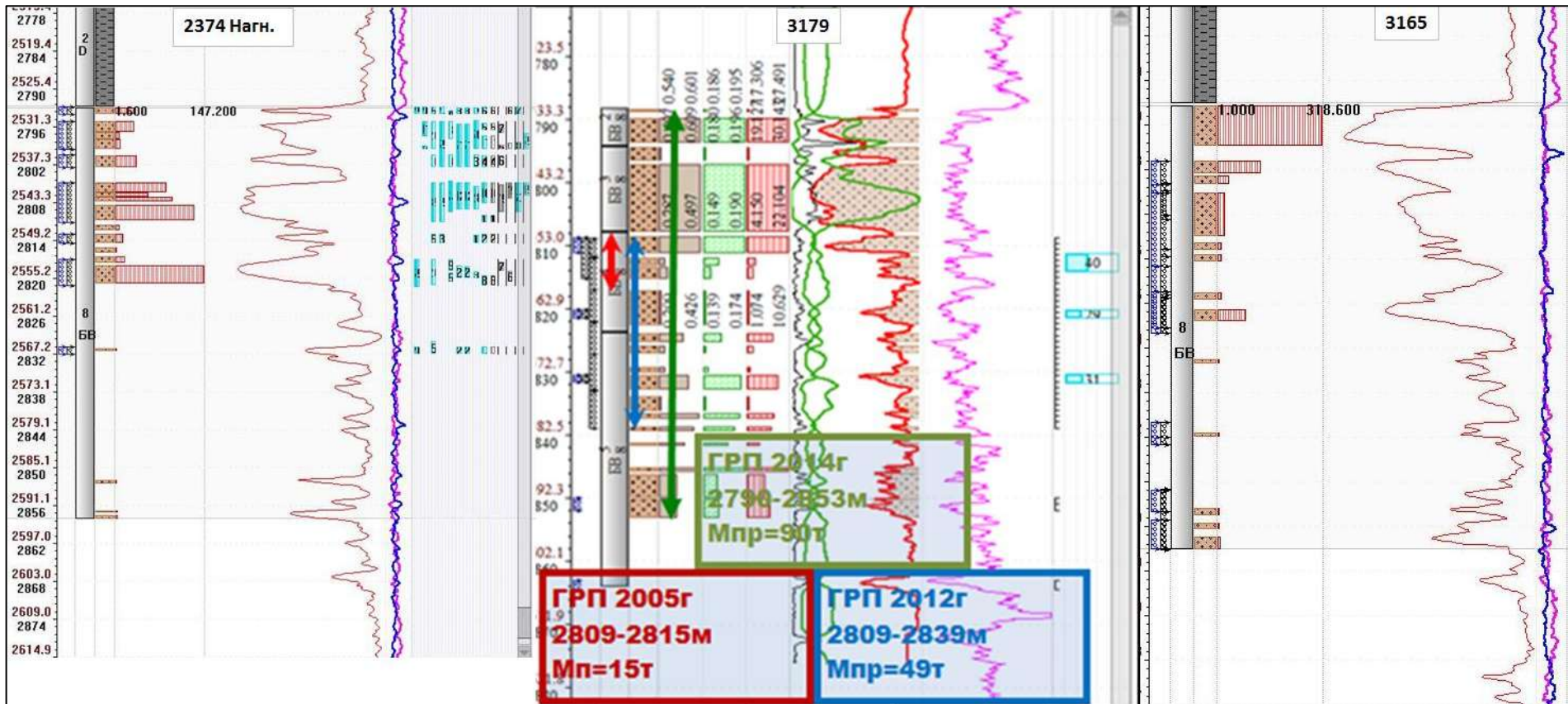


Рисунок 3. Геологический разрез по скважине № 3179 с хронологией проведения ГРП

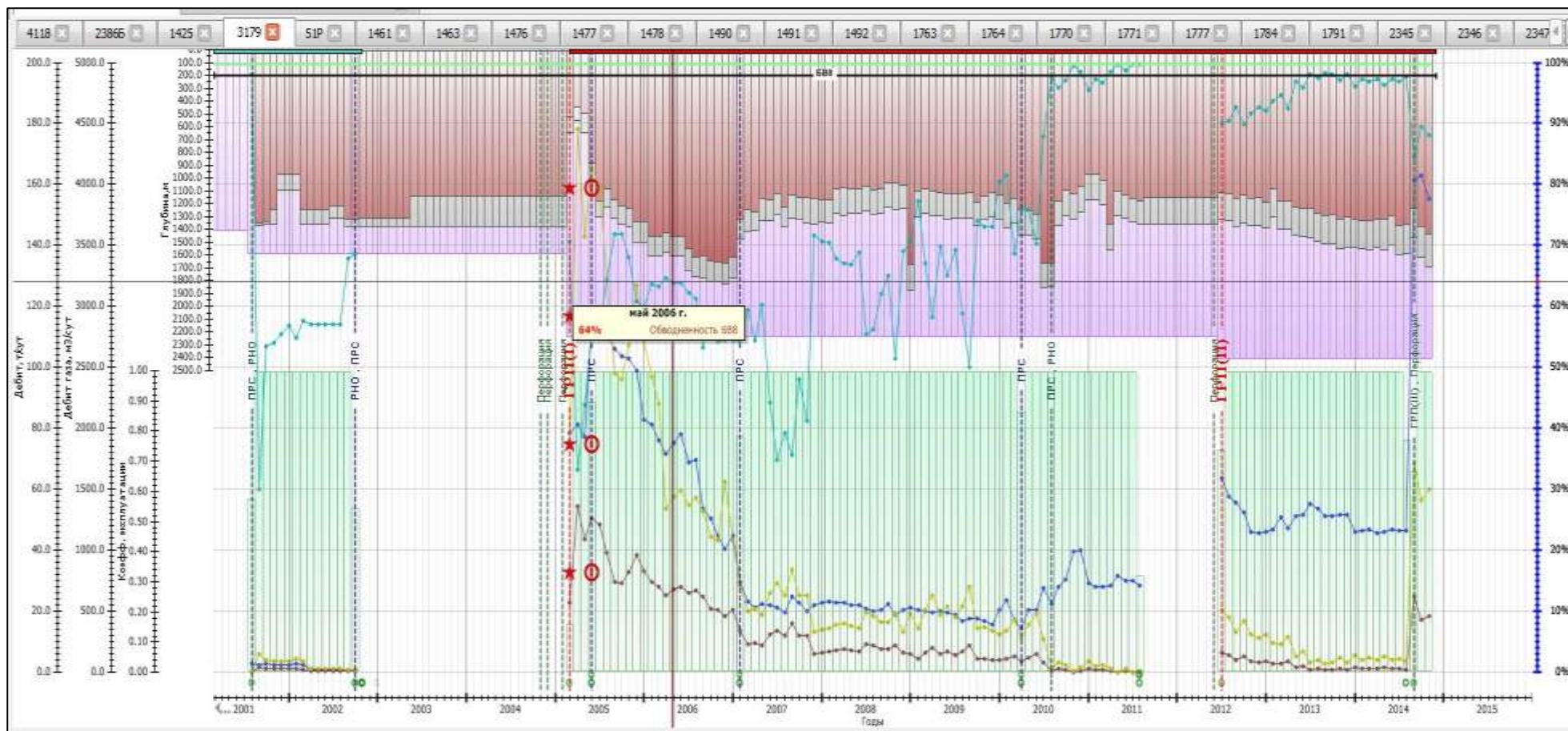


Рисунок 5. Динамика эксплуатационных показателей разработки скважины № 3179 после проведения ГРП в 2005, 2012 и 2014 годах

В большинстве случаев скважины до проведения ГРП работали с обводненностью, превышающей 95% (9 скважин) или находились в неработающем фонде (пьезометрический, консервация, бездействие прошлых лет) по причине нерентабельности разработки. Средняя накопленная добыча нефти составила 115 тыс.т (диапазон изменения от 29 до 293 тыс.т), жидкости – 290 тыс.т (диапазон изменения от 83 до 618 тыс.т), водонефтяной фактор – 1,5 ед (диапазон изменения от 0,2 до 7,7 ед). Однако, при таких больших накопленных отборах и высоком значении водонефтяного фактора, согласно данным разрезов из куба текущей нефтенасыщенности геолого-гидродинамической модели Повховского месторождения, на примере скважин №№ 6126 и 2386Б, следует наличие высоких значений текущих подвижных запасов по отдельным, не вырабатываемым нефтенасыщенным пропласткам (рисунок 5).

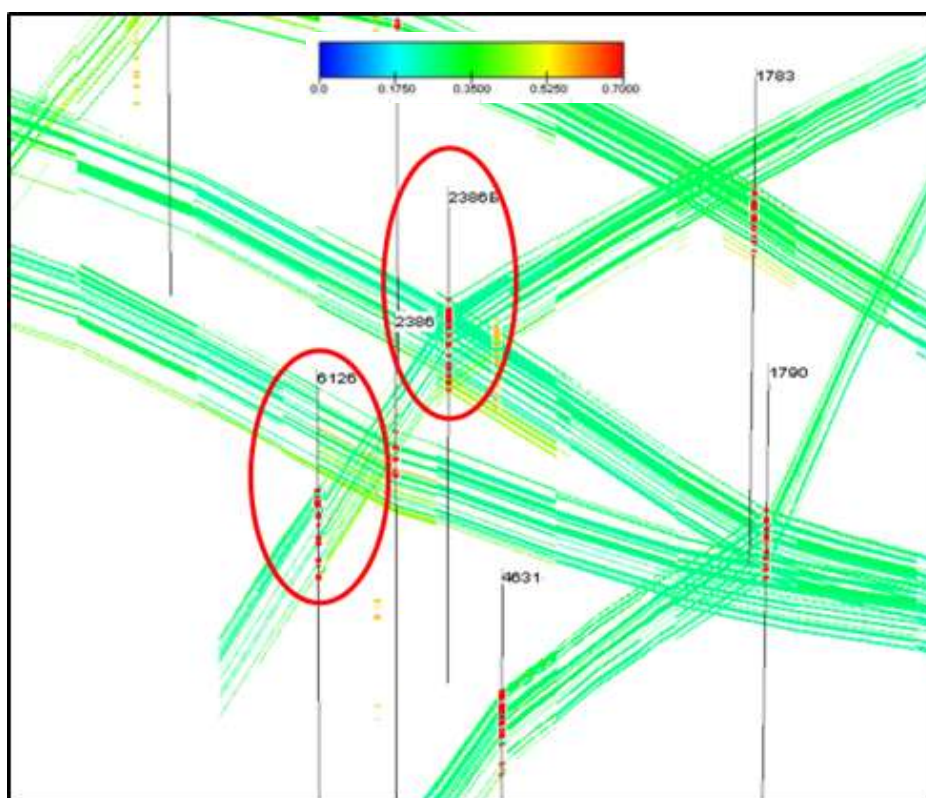


Рисунок 5. Выкопировка из разреза текущей нефтенасыщенности в районе скважин 6126 и 2386Б с массивными ГРП

На многих скважинах ГРП являются повторными, в некоторых случаях предыдущие обработки приводили к получению кратковременной

эффективности за счет быстрого снижения дебита жидкости, что связано с недостаточным объемом созданной трещины как по вертикали, так и по латерали.

Например, на скважине № 3267 в 2012 году был проведен ГРП с массой пропанта 30 т. Трещиной ГРП была охвачена только часть разреза (рисунок б), вследствие чего после запуска скважины в работу произошло быстрое снижение дебита жидкости.

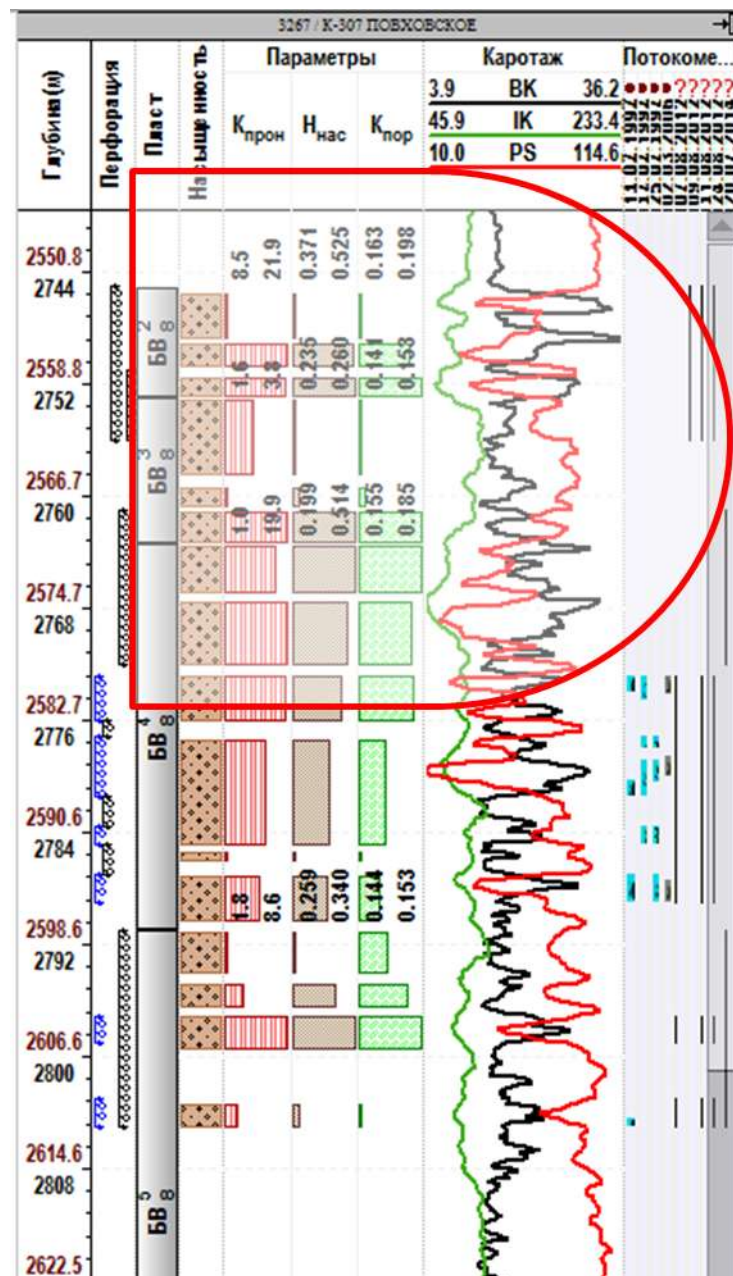


Рисунок 6. Геологический разрез по скважине № 3267 со схематическим изображением фактической геометрии трещины ГРП после закачки 30 тонн пропанта в 2012 году

Средняя масса проппанта, используемая для охвата пласта методом большеобъемного ГРП, составила 147 тонн и варьирует в диапазоне от 90 до 200 тонн, при этом удельное значение составило 3,0 т/м. Данное значение удельной массы проппанта не является критерием понятия «большеобъемный» ГРП (5 и более т/м) в классическом виде. Однако за многолетнюю историю применения метода ГРП на Повховском месторождении большеобъемные ГРП проводились крайне редко, в основном на нижнюю, низкопроницаемую часть нефтенасыщенного разреза пласта БВ8, что не приводило к существенному увеличению дебита жидкости.

В результате проведения массивированных ГРП на 17 скважинах Повховского месторождения, после запуска в работу, начальный средний прирост дебита нефти составил 10,8 т/сут, при плановом – 5,5 т/сут (таблица 1). Текущий прирост – 11,3 т/сут.

По 10 скважинам средний начальный прирост дебита нефти составил 15,1 т/сут.

При этом на 7 скважинах фактический начальный прирост по нефти на уровне планового показателя – 4,8 и 5,6 т/сут соответственно. На что повлияла скважина № 4531 с начальным приростом 1,9 т/сут (в сентябре скважина отработала после запуска 4 сут). По промысловым данным скважина, начиная с 10 октября вышла на стабильную обводненность 82 - 84%, при этом прирост дебита нефти составляет 12,0 т/сут.

Таким образом, из 17 скважин с большеобъемным ГРП все достигли плановых показателей по приросту дебита нефти.

Благодаря проведению большеобъемного ГРП, создаваемая трещина охватывает весь нефтенасыщенный разрез, происходит изменение профиля притока дебита жидкости в скважину. Например, в скважинах №№ 2562, 4544 (рисунок 7) был проведен ГРП с массой проппанта 160 и 150 тонн соответственно.

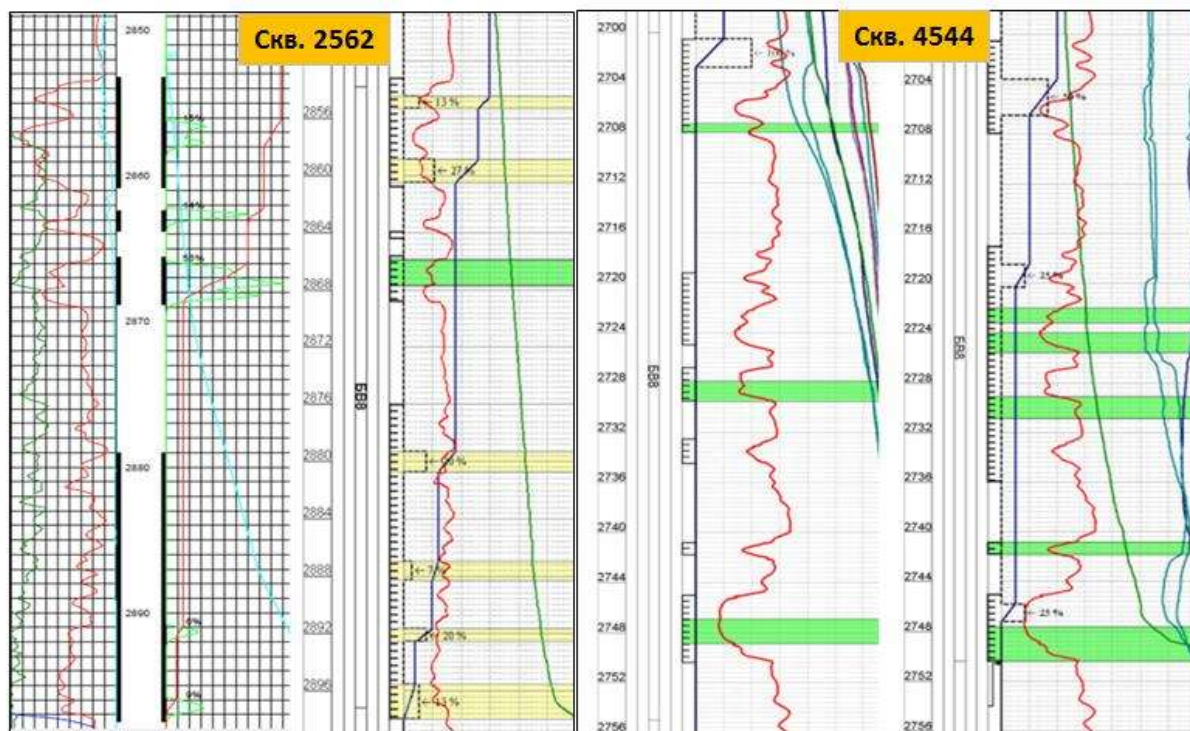


Рисунок 7. Изменение профиля притока дебита жидкости до и после проведения ГРП на скважинах №№ 2562 и 4544

Высокая эффективность по нефти во многом является следствием создания в скважинах режима форсированного отбора жидкости, при этом за счет вовлечения ранее невырабатываемых запасов отмечается снижение обводненности добываемой продукции. Так, по скважинам с базовой обводненностью до ГРП более 90%, после запуска в работу среднее значение снижения обводненности составило 4,3%.

Таблица 1. Основные технологические показатели по скважинам с большеобъемным ГРП на Повховском месторождении на 01.10.2014 год

Скважина	Дата запуска	До ГРП			После ГРП			Количество проппанта, тонн			Прирост, т/сут			Дополнительная добыча нефти
		дебит жидкости, т/сут	обводненность, %	дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводненность, % об	дебит нефти, т/сут	план	факт	закачано в пласт	план	начальный	текущий	
4557	23.07.2014	60	96	3,0	167	91	15,6	151	151	149,7	4,7	12,6	9,6	0,722
369	30.07.2014	61	94	4,0	150	94	9,0	140	140	139,1	5,0	5,1	7,8	0,440
3267	30.07.2014	41	93	3,0	142	95	7,0	201	201	199,8	6,2	4,0	5,3	0,336
1425	30.08.2014	25	99	0,3	270	98	5,0	170	170	169,5	5,0	5,0	5,5	0,175
1408	14.08.2014	46	96	1,9	155	92	11,8	200	200	199,8	5,7	9,8	9,7	0,473
6148	21.08.2014	1,7	12	1,5	60	72	16,3	160	160	159,6	5,5	14,7	18,0	0,702
2562	24.08.2014	13	84	2,0	140	94	8,3	160	160	159,1	6,0	6,3	5,1	0,167
6780	23.08.2014	44	97	1,6	300	93	20,3	120	120	119,8	6,0	18,6	12,8	0,553
6126	28.08.2014	28	94	2,0	131	94	7,8	150	150	148,0	5,6	5,8	16,9	0,428
2386Б	19.09.2014	76	100	0	193	92	14,7	170	170	167,7	4,5	14,7	14,7	0,176
2305	12.09.2014	39	99	0,0	147	86	21,3	100	100	99,8	5,5	21,3	21,3	0,405
4544	25.09.2014	47	99	0,4	145	96	6,0	151	151	150,2	5,1	5,6	5,6	0,034
3179	11.09.2014	43	98	1,8	161	85	24,9	90	90	89,8	5,7	23,1	23,1	0,457
2101	16.09.2014	17	86	2,0	127	82	22,9	101	101	100,4	6,0	20,9	20,9	0,314
2199	05.09.2014	114	98	2,0	222	95	11,2	140	140	139,5	5,7	9,2	9,2	0,239
1581	06.09.2014	13	85	2,0	49	85	7,5	140	140	137,3	5,6	5,5	5,5	0,138
4531	30.09.2014	31	86	4,5	94	93	6,4	160	160	158,8	6,4	1,9	1,9	0,001

Выводы

Во многом за счет проведения большеобъемного ГРП удалось увеличить общую эффективность метода с 5,1 т/сут в июле до 8,0 т/сут в сентябре (начальный средний прирост дебита нефти). Несмотря на высокие затраты проведение данных работ рекомендуется к дальнейшему промышленному использованию. Экономические расчёты показали рентабельность гидроразрыва с закачкой 200 т пропанта при получении минимального прироста нефти 9,8 т/сут.

На 5 скважинах прирост по нефти составил более 15 т/сут, что сопоставимо с приростами от бурения боковых стволов (БВС). Можно уверенно говорить об альтернативе и замене БВС закратно меньшие затраты. При закачке больших объёмов пропанта создаются довольно длинные трещины разрыва, достигающие длины 120-200 м, которые охватывают дренированием межскважинное пространство пласта, слабо участвующее в разработке. Отходы забоев вторых стволов составляют на Повховском месторождении 150-350 м.

Таким образом, проведение опытно-промышленных работ по большеобъемному ГРП на объекте БВ8 Повховского месторождения показало свою высокую среднюю эффективность по приросту дебита нефти – 10,8 т/сут.

Считаем целесообразным продолжение работ с большеобъемным ГРП на объекте БВ8 Повховского месторождения в качестве промышленного применения.

Список используемых источников

1 Экономидис М., Роналд О., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. М.: перевод СКЛ «Петроальянс», 2004. С. 48, 95.

2 Гидроразрыв пласта: внедрение и результаты, проблемы и решения/ Некрасов В.И. [и др.]. Уфа: 2001. С. 35, 62.

3 Волостнов В.А., Дулкарнаев М.Р., Маганова Ю.А. Зависимость эффективности ГРП от фациальной неоднородности пласта ЮВ1 на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз»// Материалы 14-й ежегодной науч.-практ. конф. «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа-ЮГРА». Ханты-Мансийск, 2010. С. 32-35.

4 Котенев Ю. А., Дулкарнаев М. Р. Методические принципы комплексного обоснования выработки неоднородных и сильнорасчлененных пластов залежей нефти Когалымского региона // Нефтегазовое дело. 2014. Т. 12. № 1. С. 13-24.

5 Дулкарнаев М. Р. Комплексное геотехнологическое обоснование выработки высоконеоднородных и сильнорасчлененных залежей нефти (Когалымский регион) // Нефтепромысловое дело. 2014. № 3. С. 18-23.

6 Новые подходы к выработке малоподвижных текущих запасов в условиях высокой обводненности добываемой продукции/ Куланин С.Л. [и др.] // Нефть. Газ. Новации: науч.-техн. журн . 2012. № 6. С. 79-83.

7 Салимов Ф.С. Опыт применения ГРП на пластах с маломощными барьерами нефтяных месторождений Когалымского региона// Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югры: материалы двенадцатой науч.-практ. конф. Ханты-Мансийск. 2009. - Т. 2. С. 29-37.

8 Дополнение к проекту разработки Повховского месторождения. ООО «КогалымНИПИнефть». Тюмень. 2013. 20с.

References

1 Ronald E. Oligney, Peter Valko, Michael J. Economides. Unified Fracture Design. Moscow: in Russian, translated by Petroalliance, 2004. 48, 95 P. [in Russian].

2 Nekrasov V.I., Glebov A.V., Shirgazin R.G., Vakhrushev V.V. Hydraulic fracturing: introduction and findings, problems and solutions. [Gidrorazryv plasta: vnedrenie i rezultaty, problemy i resheniia] Ufa: 2001. 35, 62 P. [in Russian].

3 Volostnov V.A., Dulkarnaev M.R., Maganova Yu.A. Hydraulic fracture efficiency versus facies heterogeneity of IOB₁ reservoir at Kogalymneftegaz fields [Zavisimost effektivnosti GRP ot fatcialnoi neodnorodnosti plasta IUUV1 na mestorozhdeniakh TPP «Kogalymneftegaz»] // Proceedings of the 14th annual scientific and practical conference Ways to realize petroleum and mining potential of Khanti-Mansi Autonomous Okrug-UGRA. Khanti-Mansiisk, 2010. P. 32-35. [in Russian].

4 Kotenev Yu.A., Dulkarnaev M.R. Methodology for integrated approach to developing heterogeneous and highly compartmentalized oil reservoirs of Kogalym region [Metodicheskie printcipy kompleksnogo obosnovaniia vyrabotki neodnorodnykh i silnoraschlenennykh plastov zalezhei nefti Kogalymnskogo regiona] // Oil and Gas Business. 2014. V. 12. No. 1. P. 13-24. [in Russian].

5 Dulkarnaev M.R. Integrated geological and engineering approach to developing highly heterogeneous and heavily compartmentalized oil reservoirs (Kogalym region) [Kompleksnoe geotekhnologicheskoe obosnovanie vyrabotki vysokoneodnorodnykh i silnoraschlenennykh zalezhei nefti (Kogalymskii region)] // Oil Field Business. 2014. No.3. P. 18-23. [in Russian].

6 Kulanin S.L., Dulkarnaev M.R., Galimov Sh.S., Malygin A.A. New approaches to developing low-mobility remaining reserves under high watercut reservoir conditions [Novye podhody k vyrabotke malopodvizhnykh tekushchikh zapasov v usloviakh vysokoi obvodnennosti dobyvaemoi produktcii] // STM OIL. GAS. Novation. 2012. No. 6. P. 79-83. [in Russian].

7 Salimov F.S. Practice of hydraulic fracturing for reservoirs with thin impermeable barriers at oil fields of Kogalym region [Opyt primeneniia GRP na plastakh s malomoshchny`mi bar`erami neftiany`kh mestorozhdenii Kogaly`mskogo regiona] // Proceedings of the 12th annual scientific and practical conference Ways to realize petroleum and mining potential of Khanti-Mansi Autonomous Okrug-UGRA. Khanti-Mansiisk, 2009. Volume 2. P. 29-37. [in Russian].

8 Supplement to Povkhovskoe Field Development Project [Dopolnenie k proektu razrabotki Povhovskogo mestorozhdeniia]. OOO KogalymNIPIneft-Tumen. 2013. 20 P. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Валеев А. С., генеральный директор Территориально производственного предприятия «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», г. Когалым, Российская Федерация

A. S. Valeev, General Director of Business Unit Kogalymneftegaz, JSC “LUKOIL – West Siberia”. Kogalym, the Russian Federation

Дулкарнаев М.Р., главный геолог ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь», г. Когалым, Российская Федерация

M.R. Dulkarnaev, Senior Geologist, TPP “Povheftegaz” LUKOIL – Western Siberia LLC, Kogalym, the Russian Federation

Салимов Ф. С., начальник отдела повышения нефтеотдачи пластов ТПП «Когалымнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь», г. Когалым, Российская Федерация

F. S. Salimov, Head of EOR Department, Business Unit Kogalymneftegaz, JSC “LUKOIL – West Siberia”, Kogalym, the Russian Federation

Бухаров А. В., зам. начальника отдела планирования и мониторинга физических методов ПНП центра планирования и мониторинга методов ПНП Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» г.Тюмень, Российская Федерация

A. V. Buharov, Deputy Chief of Department of planning and monitoring of the PNP physical methods of the center of planning and monitoring of the PNP methods JSC LUKOIL-Engineering branch “KogalymNIPIneft”, Tumen, , the Russian Federation

Котенев Ю.А., д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО УГНТУ, г.Уфа, Российская Федерация

Yu.A. Kotenev, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Head of the Chair of “Geology and Exploration of Oil and Gas Fields” FSBEI HPE “Ufa State Petroleum Technological University”, Ufa, the Russian Federation

e-mail: geokot@inbox.ru