

Первые результаты применения многостадийных гидроразрывов пластов в горизонтальных скважинах Приобского месторождения

М.А. Черевко

(ООО «Газпромнефть-Хантос»),

К.Е. Янин

(ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ»)

Адрес для связи: term@term-pb.ru

Ключевые слова: Приобское месторождение, горизонтальная скважина (ГС), многостадийные гидроразрывы пласта (МГРП), новая технология, низкопроницаемые коллекторы, кратность роста дебита нефти.

В настоящее время бурение горизонтальных скважин (ГС) в сочетании с многостадийными гидроразрывами пластов (МГРП) считается наиболее перспективным для эффективного извлечения запасов из низкопроницаемых расчлененных пластов. Эта технология все шире применяется на месторождениях Западной Сибири, в частности на Южной лицензионной территории (ЮЛТ) Приобского месторождения.

Первые ГС с МГРП были пробурены здесь в середине 2012 г. на новых, ранее не охваченных участках, и к началу 2014 г. их число превысило 20. Несмотря на непродолжительную историю эксплуатации ГС с МГРП, изучение накопленной информации позволяет сделать первые выводы о потенциале и дальнейших перспективах применения на ЮЛТ данной технологии. В статье представлены результаты обобщения данных о динамике работы пока только девяти ГС с МГРП, имеющих наиболее продолжительную (1–1,5 года) историю эксплуатации.

Подробная информация об истории разработки ЮЛТ приведена в работе [1]. Сведения о результатах применения ГРП в ГС на других месторождениях ОАО «Газпромнефть» представлены в работе [2]. Обоснование эффективности внедрения рассматриваемой технологии на Северной лицензионной территории Приобского месторождения (ООО «РН-Юганскнефтегаз») выполнено в работе [3].

На ЮЛТ промышленная нефтеносность разреза приурочена к нижнемеловым отложениям пластов групп AC_{10} (основные пласты – AC_{10}^{1-3} и AC_{10}^4) и AC_{12} (основной пласт AC_{12}^{3-5}), объединенных в общий эксплуатационный объект AC_{10-12} . Все нефтепродуктивные кол-

The first results of the application of multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells of Priobskoye field

M.A. Cherevko (Gazpromneft-Khantos, RF, Khanty-Mansiysk),
K.E. Yanin (Design Bureau TERM LLC, RF, Tyumen)

E-mail: term@term-pb.ru

Key words: Priobskoye field, horizontal wells, multi-stage hydraulic fracturing, a new technology, low-permeability reservoirs, the multiplicity of growth of oil production.

Horizontal drilling combined with multi-stage hydraulic fracturing is increasingly used in Western Siberia. Focused primarily on the development of stranded oil, these technologies are actively implemented on the Priobskoye field. The authors present the first results of the application of horizontal wells with multi-stage fracturing indicate the high potential of these technologies and their future prospects on the Priobskoye field.

лекторы – низкопроницаемые (проницаемость менее $0,01 \text{ мкм}^2$). Разбуривание территории осуществляется весьма активными темпами – более 1 млн.м/год. Пробурено около 3000 скважин всех категорий. Реализуется блоковая однорядная система разработки, формируемая из наклонно направленных добывающих и нагнетательных скважин (ННС). Расстояние между скважинами в ряду составляет 500 м, между рядами – 433 м, плотность сетки скважин изменяется от 21,6 до 14,4 га/скв (в зонах с повышенными нефтенасыщенными толщинами) за счет бурения уплотняющих добывающих скважин [1]. Во всех скважинах выполнены большеобъемные ГРП.

Для анализа эффективности бурения ГС с МГРП авторами выделены три опытных участка, расположенных в разных частях ЮЛТ и различающихся геологическим строением разреза. При этом все участки представлены чисто нефтяными зонами. В последних промышленно нефтеносными пластами являются:

– на участке 1 – один пласт AC_{12}^{3-5} , так как пласты группы AC_{10} заглинизированы; здесь расположены 48 скважин, в том числе ННС – 46, ГС – 2;

– на участке 2 – пласт AC_{10}^{1-3} (остальные пласты заглинизированы); пробурены 14 скважин, из них ННС – 11, ГС – 3;

– на участке 3 – пласты AC_{10}^{1-3} , AC_{10}^4 и AC_{12}^{3-5} ; толщина глинисты перемычки между пластами группы AC_{10} достаточно велика – 17 м, между пластами AC_{10}^4 и AC_{12}^{3-5} – 42 м; из 15 пробуренных скважин 11 ННС, 4 ГС.

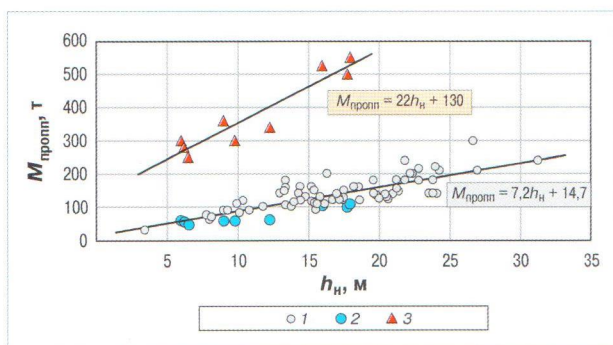
Геолого-физические параметры пластов на выбранных участках приведены в табл. 1. Следует отметить, что использование ГС (даже с МГРП) позволяет разрабатывать, как правило, только один целевой (расчлененный)

Таблица 1

Параметры	Участок 1, пласт АС ₁₂ ³⁻⁵	Участок 2, пласт АС ₁₀ ¹⁻³	Участок 3			
			Объект в целом	Пласт		
				АС ₁₀ ¹⁻³	АС ₁₀ ⁴	АС ₁₂ ³⁻⁵
Толщина, м:						
общая	112	73	182	33	24	60
эффективная	42	34	92	15,4	12,4	13,4
нефтенасыщенная	18,4	10,4	23,1	10,2	5,7	8,5
неколлектора	23	23	68	5	7	5
нефтенасыщенного прослоя	1,3	1,7	1,6	1,8	1,6	1,6
Коэффициент песчаности	0,48	0,39	0,28	0,70	0,59	0,63
Расчлененность	12	4	13	6	4	5
Пористость, %	17,4	16,5	18,4	18,4	18,3	18,4
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	4,6	3,5	6,5	6,5	6,1	6,8
Коэффициент нефтенасыщенности	0,592	0,617	0,653	0,673	0,546	0,686
Послойная неоднородность	0,49	0,82	0,25	0,21	0,22	0,26

Таблица 2

Показатели	Участок 1, пласт АС ₁₂ ³⁻⁵	Участок 2, пласт АС ₁₀ ¹⁻³	Участок 3			
			Объект в целом	Пласт		
				АС ₁₀ ¹⁻³	АС ₁₀ ⁴	АС ₁₂ ³⁻⁵
ГРП в ННС						
Масса проппанта, закачанного в ННС:						
общая, т	150	97	163	94	-	84
удельная, т/м	8,1	9,8	8,8	8,3	-	9,5
МГРП в ГС						
Масса проппанта, закачанного в ГС:						
общая, т	538	360	313	313	-	-
удельная, т/м	32	32	37	37	-	-
средняя за одну стадию, т	108	72	57	57	-	-
удельная за одну стадию, т/м	6,3	6,4	6,7	6,7	-	-

Рис. 1. Зависимость массы проппанта $M_{\text{пропп}}$ от нефтенасыщенной толщины объекта h_n :

1 – большеобъемные ГРП, выполненные в ННС; 2, 3 – многостадийные ГРП, выполненные в ГС (соответственно на одну стадию и на все стадии)

пласт, в то время как пробуренные здесь ННС работают сразу на два, а иногда и на три пласта одновременно, т.е. в определенных геологических условиях имеют преимущества.

Во всех выбранных для сравнения 68 ННС были выполнены большеобъемные ГРП. Масса проппанта, закачанного в ННС в процессе ГРП, хорошо коррелирует со вскрытыми нефтенасыщенными толщинами h_n эксплуатируемых пластов (рис. 1). На участке 1, характеризующемся повышенной h_n (18,4 м), в среднем за одну скважино-операцию в ННС было закачено по 150 т проппанта, или 8,2 т/м нефтенасыщенной толщины, на участках 2 и 3 с нефтенасыщенными толщинами, в 2 раза меньшими – примерно 90 т, или 9–9,5 т/м.

Длины горизонтальных участков в ГС составляют 700–800 м. Направления стволов преимущественно соответствуют азимуту линий рядов скважин. В большинстве ГС были выполнены пятистадийные, в двух скважинах – шестистадийные ГРП. МГРП проводились разными зарубежными сервисными компаниями. Как и в случае с ННС, масса проппанта, закачанного на каждой стадии МГРП, зависит от h_n . Его удельный расход за одну стадию составил около 6,5 т/м, что на 15–35 % ниже по сравнению с разовыми ГРП в ННС. Технологические показатели выполненных ГРП представлены в табл. 2, из которой видно, что наиболее масштабированные МГРП были проведены на опытном участке 1, где в каждую ГС было закачено более 500 т проппанта. Полудлина трещин МГРП изменяется от 130 до 200 м, ширина – от 3 до 5 мм.

Для удобства сравнения динамики технологических показателей эксплуатации по ННС с ГРП и ГС с МГРП они были приведены к единому условному начальному моменту времени. Из рис. 2 видно, что в течение 18 мес с начала ввода скважин в эксплуатацию на рассмотренных участках показатели работы ГС с МГРП в целом существенно выше, чем по ННС с ГРП. При этом средняя обводненность как ГС, так и ННС достаточно стабильна и находится в пределах 5–15 %. Динамика снижения дебита нефти во времени (по месяцам) после ввода скважин в эксплуатацию с применением ГРП характеризуется зависимостями, приведенными в табл. 3.

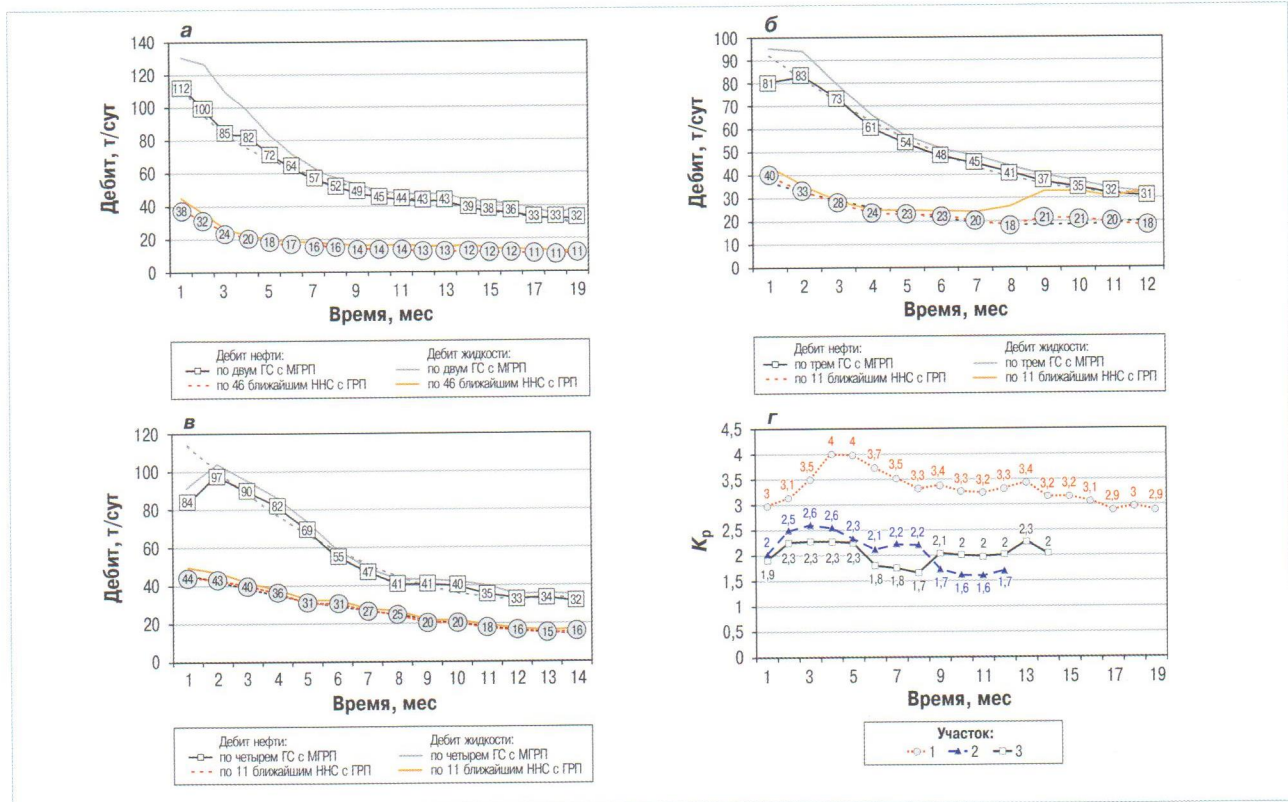


Рис. 2. Сравнение динамики дебитов нефти и жидкости по ННС с ГРП и ГС с МГРП участков 1 (а), 2 (б) и 3 (в), а также кратность роста дебита нефти при реализации технологии ГС с МГРП по участкам (г)

Таблица 3

Участок	Тип скважины с ГРП	Вид зависимости дебита нефти от времени
1	ГС	$q_{нi}(t) = 117 - 29,41 \cdot \ln t_i$
	ННС	$q_{нi}(t) = 35 - 8,8 \cdot \ln t_i$
2	ГС	$q_{нi}(t) = 104 - 12,23 \cdot t_i + 0,521 \cdot t_i^2$
	ННС	$q_{нi}(t) = 42,2 - 5,047 \cdot t_i + 0,272 \cdot t_i^2$
3	ГС	$q_{нi}(t) = 129 - 15,45 \cdot t_i + 0,621 \cdot t_i^2$
	ННС	$q_{нi}(t) = 50,11 \cdot e^{-0,097t_i}$

Примечание. $q_{нi}$ – дебит нефти в i -й месяц после ГРП; t_i – время после проведения ГРП, мес.

Анализ первых результатов эксплуатации ГС с МГРП, полученных за 18 мес их работы, позволил установить следующее:

- начальные дебиты нефти по ГС с МГРП в среднем оказались значительно выше, чем по ННС с ГРП: средний дебит нефти по девяти ГС с МГРП (за первый полный месяц работы) составил 90 т/сут, по нескольким десяткам близкорасположенных ННС с ГРП – 36 т/сут;
- закономерно более высокие дебиты получены в скважинах, пробуренных в зонах с большими $h_{нi}$; при этом удельные начальные дебиты нефти имеют общую тенденцию к снижению по мере увеличения $h_{нi}$ (рис. 3);
- за первые полгода работы дебиты ГС с МГРП снижаются на 40–45 % по сравнению с начальным (за год – на 60 %), что коррелирует (в относительных единицах от начального дебита) с динамикой уменьшения дебита по близлежащим ННС с ГРП;
- динамика кратности роста дебитов нефти ГС и ННС после ГРП достаточно стабильна, несмотря на некоторые колебания, обусловленные переводом части пробуренных скважин под нагнетание воды.

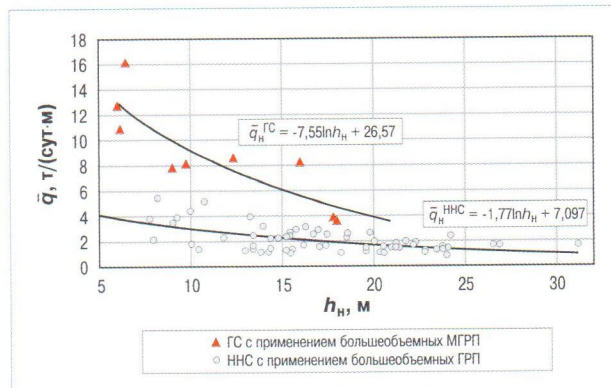


Рис. 3. Зависимость удельного начального дебита нефти \bar{q}_n скважин с ГРП от нефтенасыщенной толщины объекта h_n

Сравнивая полученные результаты, можно отметить следующее:

1. Более заметное преимущество ГС с МГРП по сравнению с ННС с ГРП наблюдается на участке 1. Основной причиной этого является то, что все пробуренные ННС работают только на один достаточно мощный ($h_{нi} = 18$ м) пласт AC_{12}^{3-5} , а выполненные в ГС большеобъемные МГРП с высокими показателями проводимости трещин позволяют дренировать запасы нефти по всей продуктивной толще этого расчлененного пласта.
2. Меньшая разница в показателях между указанными группами скважин на участке 3 обусловлена в том числе тем, что здесь все ННС эксплуатируют совместно сразу два пласта со схожими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЭС), в то время как ГС могут работать только на один пласт AC_{10}^{1-3} .

Таблица 4

Участок	Номер ГС	Длина ствола ГС, м	Число стадий МГРП	Общая масса пропанга, т	h_n , м	Добыча нефти за первый год эксплуатации ГС с МГРП (ННС с ГРП), тыс. т/скв	Прирост добычи нефти, тыс. т (%)
1	1	820	5	525	16	21	14,4 (218)
	2	690	5	550	18	21	
	В среднем	755	5	538	17	21 (6,6)	
2	10	900	5	280	6	17	6,9 (75)
	11	700	5	500	18	15	
	12	750	5	300	10	16	
	В среднем	783	5	360	11	16 (9,1)	
3	3	770	5	300	6	11	10,2 (102)
	4	730	6	360	9	18	
	5	770	5	250	7	29	
	7	740	6	340	12	23	
	В среднем	753	5-6	313	8	20,2 (10)	
В среднем по участкам		763	5-6	378	11,3	19 (7,6)	11,4 (151)

3. Несколько меньшая эффективность бурения ГС с МГРП на участке 2 по сравнению с близрасположенными ННС с ГРП частично обусловлена ухудшенными геолого-физическими условиями, в том числе пониженными ФЭС и песчаностью разреза, а также высокой полойной неоднородностью пласта AC_{10}^{1-3} .

Весьма показательной является накопленная добыча нефти, полученная за первый полный год эксплуатации рассматриваемых групп скважин (табл. 4). Если по каждой добывающей ННС с ГРП за 12 мес добыча нефти в среднем составила 7,6 тыс. т, то по ГС она была в 2,5 раза выше – примерно 19 тыс. т, изменяясь от 11 тыс. до 29 тыс. т.

В условиях разработки многопластовых месторождений целесообразность применения ГС с МГРП во многом зависит от соотношения геолого-физических параметров пластов и их взаиморасположения. При высокой плотности извлекаемых запасов нефти по «компактному» объекту разработки данная технология позволяет уменьшить проектный фонд скважин, при этом, как минимум, не снижая коэффициента охвата.

Рассматриваемая технология особо эффективна в условиях чисто нефтяных залежей (участков), характеризующихся значительными нефтенасыщенными толщинами, хотя в виде эксперимента может быть испытана в водонефтяных зонах с благоприятным типом геологического разреза.

Выводы

1. Для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами типа ЮЛТ Приобского месторождения новая технология разработки, сочетающая бурение ГС с проведением в них МГРП, в настоящее время представляется наиболее перспективной.

2. Новая технология разработки низкопроницаемых расчлененных коллекторов обеспечила получение высоких показателей: начальный дебит ГС с МГРП составил

90 т/сут, что в 2,5 раза выше, чем ННС с ГРП. За первые 12 мес эксплуатации накопленная добыча нефти по ГС с МГРП была в 2,5 раза больше, чем по ННС с ГРП.

3. Рекомендуется существенно увеличить объемы применения рассматриваемой новой технологии на ЮЛТ Приобского месторождения, испытать ее на участках объекта AC_{10-12} с различными геолого-физическими условиями.

Список литературы

- Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е. Оценка перспектив избирательного уплотнения сетки скважин на Южной лицензионной территории Приобского месторождения // Бурение и нефть. – 2014. – №6. – С. 24-29.
- Говзич А.Н., Билинчук А.В., Файзуллин И.Г. Опыт проведения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах ОАО «Газпром нефть» // Всероссийская научно-техническая конференция «Проблемы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатных месторождений», 31 октября – 2 ноября 2012 г. – Санкт-Петербург, 2013. – С.143-149.
- Внедрение технологии многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах для разработки трудноизвлекаемых запасов низкопроницаемых неоднородных пластов / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, А.В. Тимонов (и др.) // Научно-практическая конференция «Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений», посвященная памяти Н.Н. Лисовского, 8-9 ноября 2011 г. – М., 2011. – С. 26-32.

References

- Cherevko M.A., Yanin A.N., Yanin K.E., Assessment of perspectives of well pattern's selective densing at Southern license territory of Priobskoe field (In Russ.), Burenie i nef't', 2014, no. 6, pp. 24-29.
- Govzich A.N., Bilinchuk A.V., Fayzullin I.G., Gazprom Neft JSC experience of multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells (In Russ.), Proceedings of All-Russian Scientific and Technical Conference "Problemy i opyt razrabotki trudnoizvlekaemykh zapasov neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy" (Problems and experience in the development hard to recover reserves of oil and gas fields), October 31 - November 2, 2012, St. Petersburg, 2013, pp.143-149.
- Gilaev G.G., Afanas'ev I.S., Timonov A.V. et al., Multi-stage hydraulic fracturing technology adoption in horizontal wells for the development hard to recover reserves of the heterogeneous reservoirs with low permeability (In Russ.), Proceedings of Scientific and practical conference dedicated to the memory of Lisovsky N.N. "Sostoyanie i dal'neyshee razvitiye osnovnykh printsiptov razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy" (State and further development of the basic principles of oil field development), 8-9 November 2011, Moscow, 2011, pp. 26-32.