УДК 622.276.66

# ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОЗОННОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

**Бархатов Эдуард Александрович**[1],
barhatov.eduard@gmail.com

**Яркеева Наталья Расатовна**[1],
yarkeevan@yandex.ru

[1] Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

***Актуальность работы.*** *Трудноизвлекаемые запасы уже сейчас являются одним из основных источников углеводородов для нефтедобывающей промышленности. Для разработки месторождений с низкопроницаемыми, неоднородными коллекторами отлично зарекомендовал себя метод гидроразрыва пласта, однако он не всегда способен обеспечить удовлетворительные уровни рентабельности и добычи ценных углеводородов. Применение горизонтальных скважин совместно с многозонным ГРП позволяет значительно увеличить площадь контакта с нефтенасыщенным пластом, обеспечить максимальный охват выработкой и тем самым сократить время разработки и снизить затраты на добычу нефти. При этом стоимость строительства подобных скважин выше стоимости наклонно-направленных скважин, в связи с чем необходим тщательный подход к вопросу выбора оптимальных параметров для данной технологии.*

***Цель исследования:*** *проведение анализов работы уже пробуренных горизонтальных скважин с многозонным гидроразрывом пласта и эффективности его применения на Приобском месторождении, а также сопоставление показателей работы этих скважин с наклонно-направленными скважинами.*

***Методы исследования:*** *анализ работы опытного участка Приобского месторождения, математическое моделирование притока флюида к трещинам гидроразрыва пласта.*

***Результаты.*** *На основе аналитических зависимостей произведен расчет дебита жидкости для скважины с заданными параметрами закрепленной полудлины трещины и протяженности горизонтального ствола от числа трещин. При числе трещин больше 8 значительного прироста дебита не наблюдается, и при дальнейшем росте числа гидроразрывов пласта происходит выполаживание графика. При значительном количестве гидроразрывов пласта влияние размеров трещин существенно снижается. В большей степени влияние оказывает протяженность горизонтального ствола скважины. А оптимальное количество стадий гидроразрывов пласта лежит в пределах от 8 до 10 в зависимости от длины горизонтального участка.*

***Ключевые слова***:
*Многозонный гидроразрыв пласта, разработка низкопроницаемых коллекторов, скважина с горизонтальным окончанием, низкопроницаемый коллектор, дебит ГС.*

## Введение

Бурение горизонтальных скважин в сочетании с многозонными гидроразрывами пластов (ГРП) считается в настоящее время наиболее перспективным для эффективного извлечения запасов из низкопроницаемых расчлененных пластов. Многозонный ГРП (МГРП) позволяет в одной пробуренной горизонтальной скважине провести несколько полноценных ГРП, за счет чего обеспечивается максимальный охват выработкой ранее не дренируемых зон, происходит интенсификация притока жидкости. Эта технология позволяет ввести в разработку ранее нерентабельные запасы и увеличить не только темпы выработки, но и коэффициент нефтеотдачи. Применение МГРП на горизонтальных скважинах для разработки трудноизвлекаемых запасов показало высокую эффективность, и сейчас данная технология активно внедряется крупнейшими российскими нефтегазовыми компаниями на месторождениях Западной Сибири [1–6].

## Анализ работы опытного участка с горизонтальными скважинами с МГРП

Рассмотрим опыт применения ГС с МГРП на Приобском месторождении. Обоснование вариантов разработки по месторождению выполнено на основе анализа восьми технологических вариантов, отличающихся между собой уровнями и темпами отбора нефти, динамикой добычи жидкости и другими технологическими показателями (табл. 1) [7].

Из табл. 1 выбрали два варианта: базовый (вариант 0) и вариант с наибольшим коэффициентом извлечения нефти (вариант 2). Прогнозирование показателей разработки по этим двум вариантам представлены на рис. 1.

Вариант 2 предусматривает бурение четырех горизонтальных скважин с МГРП, пяти вертикальных нагнетательных скважин и трех вертикальных добывающих, с последующим переводом под нагнетание при обводненности больше 70 %. Безводный период составит 1,5 года. Длительность разработки 21 год. Конечный КИН – 0,43.

Вариант 0 предусматривает бурение девяти вертикальных добывающих и четырех вертикальных нагнетательных скважин по девятиточечной системе разработки с плотностью 25 га. Безводный период в этом случае составит 6 месяцев, длительность разработки 54 года, а конечный КИН – 0,383 [7–11].

***Таблица 1.*** *Варианты разработки опытного участка ГС*

***Table 1.*** *Variants of development of horizontal wells (HW) experimental area*

| Вариант<br>Variant | Система<br>System | Полудлина ГРП, м<br>Half-lengths of hydraulic fracturing (HF), m | Безводный период, мес.<br>Anhydrous period, month | Длительность разработки (98 %), лет<br>Duration of development (98 %), year | Коэффициент нефтеотдачи<br>Oil recovery factor (98 %) |
|---|---|---|---|---|---|
| 0 | Девятиточечная<br>Nine-point | Нагнетательные/Injection 400<br>Добывающие/Exploitation 150 | 6 | 53,6 | 0,383 |
| 1 | ГС с продольным ГРП<br>HW with lateral HF | Нагнетательные 400 ГС 1000<br>(5 трещин по 50 м полудлина)<br>Injection 400 HW 1000<br>(five 50 m cracks – half-length) | 10 | 26,9 | 0,427 |
| 2 | ГС с продольным ГРП (с переводом верт. скважины под нагнетание)<br>HW with lateral HF (with transition of vertical well to injection) | Нагнетательные 350 ГС 1000<br>(5 трещин по 50 м полудлина)<br>Injection 350 HW 1000<br>(five 50 m cracks – half-length) | 17 | 20,7 | 0,430 |
| 3 | ГС с поперечным ГРП<br>HW with cross HF | Нагнетательные 300 ГС 500<br>(5 трещин по 50 м полудлина)<br>Injection 350 m HW 500 m<br>(five 50 m cracks – half-length) | 8 | 34,8 | 0,421 |
| 4 | Добывающие и нагнетательные ГС с поперечным ГРП<br>Exploitation and injection HW with cross HF | Нагнетательные ГС 1000<br>(10 трещин по 50 м полудлина)<br>Добывающие ГС 5000<br>(5 трещин по 50 м полудлина)<br>Iinjection HW 1000<br>(ten 50 m cracks – half-length)<br>Exploitation HW 5000<br>(five 50 m cracks – half-length) | 6 | 28,9 | 0,424 |
| 5 | Наклонные ГС с ГРП<br>Directional HW with cross HF | Нагнетательные 400 ГС 1000<br>(5 трещин по 50 м полудлина)<br>Injection 400 HW 1000<br>(five 50 m cracks – half-length) | 8 | 20,5 | 0,392 |
| 6 | Две ГС с продольным ГРП<br>Two directional HW with lateral HF | Нагнетательные 400 ГС 8000<br>(5 трещин по 50 м полудлина)<br>Injection 400 HW 8000<br>(five 50 m cracks – half-length) | 16 | 58,8 | 0,238 |
| 7 | Преобразованная девятиточечная<br>Converted nine-point | Нагнетательные 300<br>ГС 1000 (5*50) ГС 300 (2*50)<br>Injection 300<br>HW 1000 (5*50) HW 300 (2*50) | 6 | 53,6 | 0,383 |

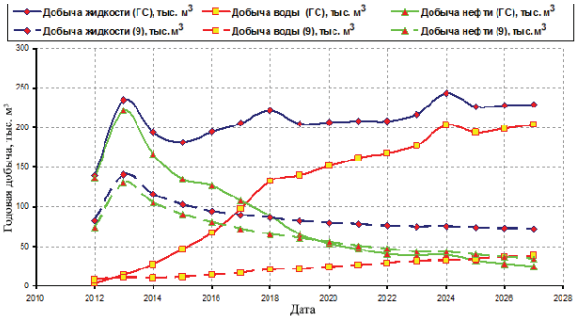


***Рис. 1.*** *Сопоставление показателей работы наклонно-направленных и горизонтальных скважин за 16 лет*

***Fig. 1.*** *Comparison of operating indicators between directional and horizontal wells of experimental area during 16 years*

Как видно из рис. 1, наблюдается значительный рост обводненности на позднем этапе разработки для ГС, однако это в значительной степени компенсируется накопленной добычей нефти на ранних этапах разработки по 2 варианту.

Согласно действующему проектному документу разработки [7], пробурен опытный участок (куст 1) с четырьмя горизонтальными скважинами с ГРП по технологии StageFrac с протяженностью горизонтальных стволов 800–1000 м. На всех скважинах проведено 6–7 ГРП с загрузкой пропанта от 50 до 110 т на операцию. Две горизонтальные скважины № 11Г и 12Г были введены в разработку в 2011 г., и две № 13Г и 14Г – в 2012 г. Динамика показателей работы данных скважин представлена на рис. 2–5. По состоянию на 01.01.2013 г. все четыре горизонтальные скважины пробурены на пласт АС11 с различной протяженностью. Дополнительная добыча нефти на 01.01.2013 г. от ГС с МГРП составила 202,7 тыс. т, накопленная добыча жидкости – 228 тыс. т. Основные технологические показатели работы ГС приведены в табл. 2 [12].

На рис. 6 представлены темпы падения по дебиту ГС с МГРП.

Наилучшие показатели получены по скважинам 12Г и 13Г, что связано, в первую очередь, с увеличением нефтенасыщенных толщин. Темп падения дебита у скважины 11Г самый низкий, что

связано с аварийным состоянием скважины. По пробуренным горизонтальным скважинам наблюдается стабилизация темпов падения по жидкости. В среднем темп падения составляет 0,6 [7].

***Таблица 2.*** *Основные технологические показатели работы ГС*
***Table 2.*** *Main production data of operation HW*

| Скв. Well | Дата ввода Input date | Запускные параметры Executable parameters | | Состояние на 01.01.2013 г. Status as of 01.01.2013 | | Накопленная добыча, тыс. т Cumulative production, kt | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Дебит, т/сут Production rate, ton/day | | | | Нефть Oil | Жидкость Liquid |
| | | Нефть Oil | Жидкость Liquid | Нефть Oil | Жидкость Liquid | | |
| 11Г | 08.2011 г. | 167,0 | 183,0 | 20,0 | 22,5 | 22,7 | 25,0 |
| 12Г | 11.2011 г. | 246,5 | 270,5 | 226,5 | 250,5 | 89,2 | 96,0 |
| 13Г | 01.2012 г. | 201,0 | 219,0 | 181,9 | 243,3 | 65,7 | 75,1 |
| 14Г | 04.2012 г. | 124,3 | 165,2 | 86,6 | 116,8 | 25,1 | 31,9 |
| Среднее значение Average value | | 184,7 | 209,5 | 128,8 | 158,3 | 50,7 | 57,0 |

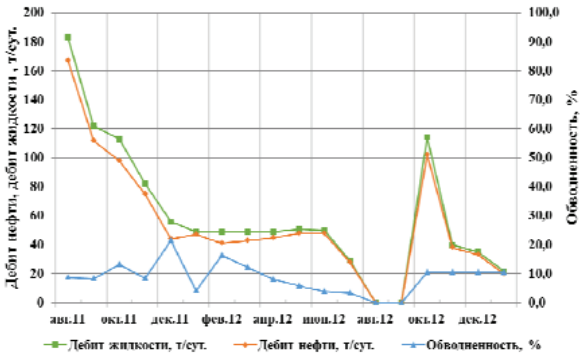


***Рис. 2.*** *Динамика показателей работы скважины 11Г*

***Fig. 2.*** *Dynamics of indicators of 11G well operation*

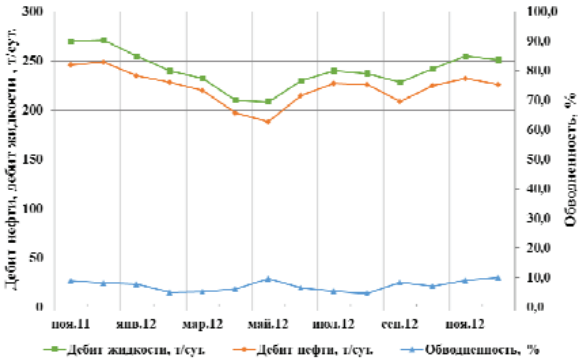


***Рис. 3.*** *Динамика показателей работы скважины 12Г*

***Fig. 3.*** *Dynamics of indicators of 12G well operation*

На опытном участке в 2011–2012 гг. также были введены в эксплуатацию четыре наклонно-направленные добывающие скважины: 15, 16, 17 и 18.

Основные технологические показатели работы ННС опытного участка приведены в табл. 3.

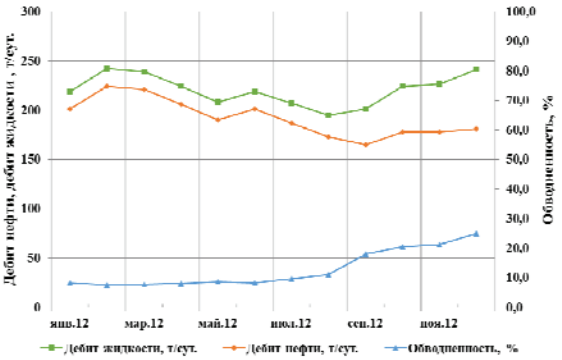


***Рис. 4.*** *Динамика показателей работы скважины 13Г*

***Fig. 4.*** *Dynamics of indicators of 13G well operation*

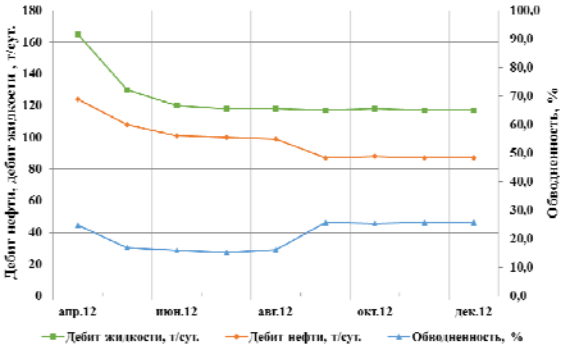


***Рис. 5.*** *Динамика показателей работы скважины 14Г*

***Fig. 5.*** *Dynamics of indicators of 14G well operation*

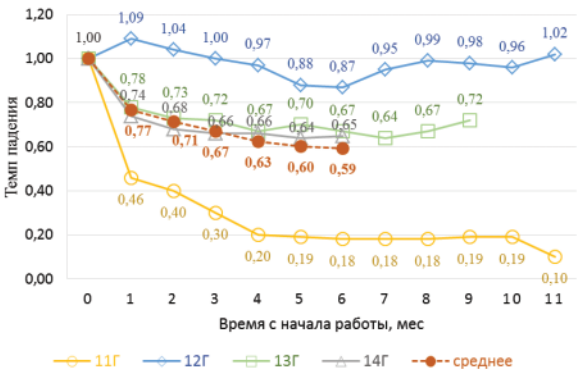


***Рис. 6.*** *Темпы падения по дебиту жидкости ГС с МГРП на 1 кусту*

***Fig. 6.*** *Liquid flow rate decline of HW with MSHF*

Средний накопленный отбор, приходящийся на одну наклонно-направленную скважину, составляет 10,7 тыс. т, при средней накопленной добыче по горизонтальным скважинам – 50,7 тыс. т (от 22,7 до 89,2 тыс. т). Дополнительная добыча нефти за период 2011–2012 гг. составила 42,7 тыс. т.

Показатели работы данных скважин значительно уступают горизонтальным с ГРП. Это видно из табл. 4, где приводится сопоставление работы ГС и ННС опытного участка.

На рис. 7 представлено сравнение дебитов нефти ГС и ННС. Как видно из рис. 7, текущие дебиты ГС превышают в 2,5–3,0 раза дебиты вертикальных скважин опытного участка.

***Таблица 3.*** *Основные технологические показатели работы ННС опытного участка*

***Table 3.*** *Main production data of operation vertical wells*

| Скв. Well | Дата ввода Input date | Начальные параметры Executable parameters | | Состояние на 01.01.2013 г. Status as of 01.01.2013 | | Накопленная добыча, тыс. т Cumulative production, kt | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Дебит, т/сут Production rate, ton/day | | | | Нефть Oil | Жидкость Liquid |
| | | Нефть Oil | Жидкость Liquid | Нефть Oil | Жидкость Liquid | | |
| 15 | 04.2012 г. | 23,3 | 24,9 | 11,2 | 14,5 | 0,5 | 4,2 |
| 16 | 04.2011 г. | 108,0 | 114,0 | 3,1 | 71,0 | 10,3 | 31,7 |
| 17 | 08.2011 г. | 136,5 | 144,9 | 13,8 | 15,0 | 21,5 | 23,3 |
| 18 | 05.2011 г. | 105,0 | 113,4 | 33,8 | 36,5 | 10,4 | 11,2 |
| Среднее значение Average value | | 89,3 | 94,6 | 9,3 | 33,5 | 10,7 | 17,6 |

***Таблица 4.*** *Основные технологические показатели работы ГС и ННС*

***Table 4.*** *Main production data of vertical and horizontal wells operation*

| Параметры работы Parameters | Горизонтальные скважины с МГРП Horizontal wells with multizone HF | | Наклонно-направленные скважины с ГРП Directional wells with HF | |
|---|---|---|---|---|
| | Запускные параметры Executable parameters | Состояние на 01.01.2013 Status as of 01.01.2013 | Запускные параметры Executable parameters | Состояние на 01.01.2013 Status as of 01.01.2013 |
| Дебит нефти, т/сут Oil production rate, t/day | 184,7 | 128,8 | 93,2 | 15,5 |
| Дебит жидкости, т/сут Liquids production rate t/day | 209,5 | 158,3 | 99,3 | 34,3 |
| Обводненность, % Watercut, % | 11,8 | 18,7 | 6,3 | 33,5 |
| Накопленная добыча нефти, тыс. т Cumulative oil production, kt | 202,7 | | 42,7 | |
| Накопленная добыча жидкости, тыс. т Cumulative liquid production, kt | 228,0 | | 70,4 | |

На Приобском месторождении были проведены расчеты вариантов разработки опытного участка от различных параметров: расположение скважин, ориентация трещин. Сравнения проводились с базовым утвержденным вариантом – девятиточечной системой разработки с плотностью сеток 25 и 16 га/скв. Поперечная ориентация трещин для низкопроницаемых коллекторов является предпочтительной: большая продуктивность добывающих скважин, покрывают больший объем коллектора, ввод в разработку высокорасчлененных пластов. Однако, по результатам выбора вариантов, предпочтение было отдано продольному расположению трещин ввиду меньших рисков реализации данной системы и сложности с организацией системы заводнения скважин с поперечной ориентацией трещин ГРП [11–13].

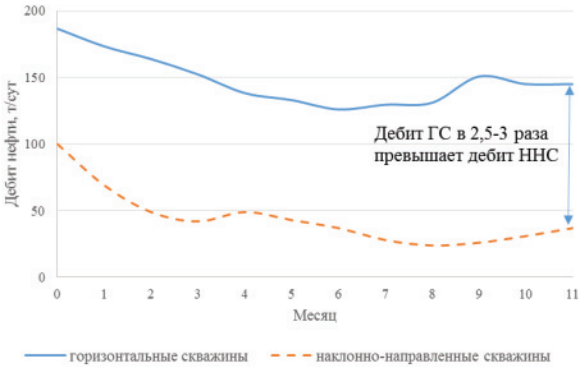


***Рис. 7.*** *Сравнение дебитов нефти ГС и ННС куста 1*

***Fig. 7.*** *Comparison of oil flow rate of vertical and horizontal wells*

По результатам гидродинамического моделирования внедрение ГС с МГРП на опытном участке позволит не только на 5 процентов увеличить КИН, но также сократить время разработки более чем вдвое по сравнению с базовым вариантом. Применение гидродинамических моделей является одним из основных средств для проектирования, но не смотря на высокую точность, невозможно ограничится только применением данных моделей для расчета вариантов разработки, ввиду наличия огромного числа этих вариантов и высоких временных затрат на проведение расчетов. Рациональным подходом в данном случае будет двухступенчатое моделирование, когда на первой стадии с помощью аналитических моделей производятся предварительные расчеты, позволяющие сократить количество вариантов, оценить степень влияния каждого из параметров на уровни добычи нефти, а на второй ступени произвести уточнения с помощью численных гидродинамических расчетов и выбрать наилучший вариант [14–18].

Для расчета дебита горизонтальной скважины с МГРП и поперечным расположением трещин в работе [19] предложена следующая формула:

$$Q = \frac{2khL}{\mu\ell}\left(P_{\text{пл}} - \frac{P_0}{2} - \frac{P_{\text{заб}}}{2}\right) + Q_D.$$

Первый член уравнения описывает приток жидкости к границе трещинного пространства при исключении внешних частей зон дренирования крайних трещин.

Учет внешних частей зон дренирования крайних трещин производится по формуле:

$$Q_D = \frac{2k(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\mu\ell} 2hx_f,$$

где $S_f$=$2hx_f$ – площадь трещины; $x_f$ – полудлина трещины ГРП; $\ell$ – расстояние до контура питания.

Давление на границе межтрещинного пространства:

$$P_0 = \frac{P_{пл} - \left(\frac{1}{2} - (N-1)^2 A\right) P_{заб}}{\frac{1}{2} + (N-1)^2 A},$$

где $A = \frac{2x_f \ell}{L^2}$; $L$ – длина горизонтальной скважины; $N$ – число трещин ГРП.

Произведем расчет дебита горизонтальной скважины с многозонным ГРП, пробуренной в условиях продуктивного пласта $АС_{11}$. Нефтенасыщенная толщина пласта ($h$) 14 м. Пластовое давление ($P_{пл}$) 26 МПа, забойное ($P_{заб}$) 5 МПа, средняя проницаемость пласта ($k$) $3{,}5 \cdot 10^{-3}$ мкм$^2$. Используем следующие исходные данные для расчета: длина скважины ($L$) 700 м, вязкость ($\mu$) 1,4 мПа·с, полудлина трещины ($x_f$) 50 м, расстояние до контура питания ($l$) 300 м, объемный коэффициент ($b$) 1,2.

При расчете дебита жидкости не учитывается приток жидкости в горизонтальную скважину без трещин, что является одним из недостатков применяемой формулы. Возникающая при этом погрешность, возможно, существенна при малом числе трещин. Но при дальнейшем росте количества трещин ошибка значительно уменьшается, так как основная часть потока уходит в трещины. В связи с этим ГС с числом трещин меньше четырех из рассмотрения исключаем.

Результаты расчета дебита жидкости $Q$ и давления $P_0$ на границе трещинного пространства сведены в табл. 5, а зависимость представлена на рис. 8.

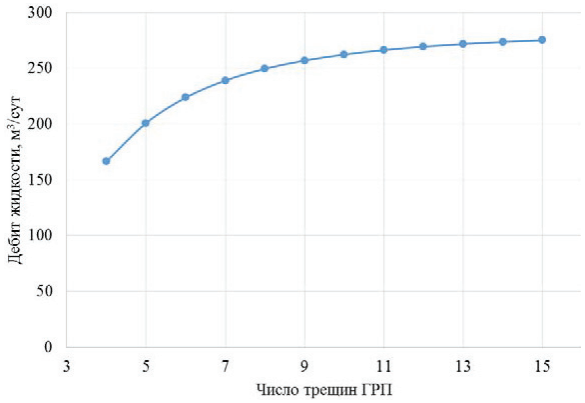


***Рис. 8.*** *Зависимость дебита жидкости от числа трещин ГРП*

***Fig. 8.*** *Dependence of fluid flow rate on frac numbers*

Как видно из рис. 8, при числе трещин больше восьми значительного прироста дебита жидкости не наблюдается и при дальнейшем росте числа трещин ГРП происходит выполаживание графика.

Изучим влияние других параметров на показатели МГРП. На рис. 9 представлены зависимости дебитов жидкости от числа трещин ГРП для их различных полудлин.

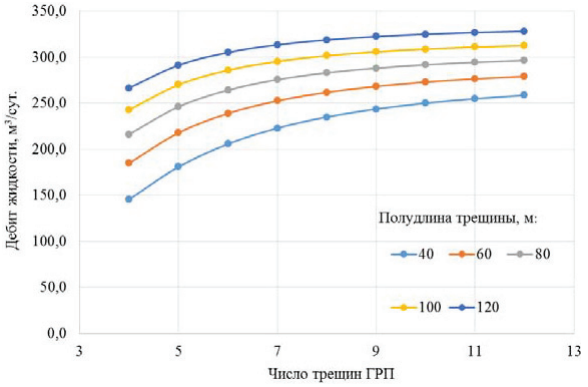


***Рис. 9.*** *Зависимости дебита жидкости от числа трещин ГРП для их различных полудлин*

***Fig. 9.*** *Dependence of fluid flow rate on the number of HF in HW for frac different half-lengths*

При значительном количестве ГРП влияние размера трещин значительно снижается и в большей степени влияние оказывает протяженность горизонтального ствола скважины (рис. 10). Бурение более длинных горизонтальных стволов эффективно при формировании более интенсивной системы ППД.

При проектировании МГРП необходимо учитывать падение дебитов. При не учете расположения ближайших нагнетательных скважин также возможно преждевременное обводнение продукции.

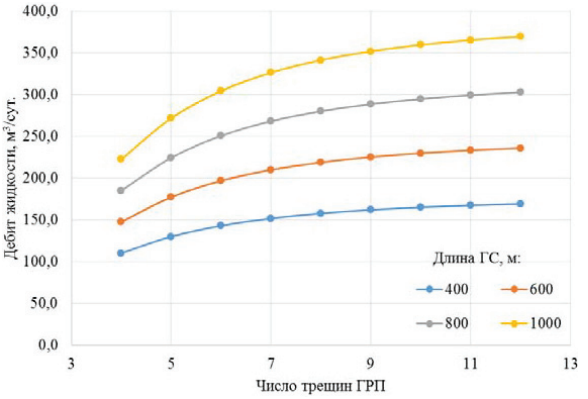


***Рис. 10.*** *Зависимости дебита жидкости от количества ГРП в ГС различной протяженности*

***Fig. 10.*** *Dependence of fluid flow rate on the number of HF in HW of different length*

Задавшись экспоненциальным темпом падения дебитов нефти, рассчитаем накопленную добычу

***Таблица 5.*** *Результаты расчета дебита жидкости от числа трещин ГРП*

***Table 5.*** *Results of fluid flow rate calculation from frac numbers*

| Число трещин ГРП/Number of Fracture | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $P_0$, Мпа/MPa | 24,0 | 18,5 | 14,8 | 12,4 | 10,7 | 9,5 | 8,7 | 8,0 | 7,5 | 7,1 | 6,8 | 6,6 |
| $Q$, м$^3$/сут/m$^3$/day | 148,0 | 186,9 | 212,7 | 230,1 | 241,9 | 250,3 | 256,4 | 260,9 | 264,4 | 267,1 | 269,2 | 271,0 |

нефти за 3 года [20, 21]. По четырем уже пробуренным скважинам средний темп падения дебита нефти составляет 0,56. Начальная обводненность составляет 5,3 %, коэффициент эксплуатации в среднем по месторождению 0,96. Плотность нефти в поверхностных условиях 0,87 г/см$^3$.

Экспоненциальный коэффициент падения:

$$\alpha = \ln\left(\frac{q_н}{q_к}\right),$$

где $q_н$ – добыча нефти на начало расчетного периода; $q_к$ – добыча нефти на конец расчетного периода.

Дебит нефти при этом рассчитывается по формуле [21]:

$$q = q_н \cdot n^{-\alpha t},$$

где $t$ – время.

Прогноз среднесуточных дебитов нефти проведем на 36 месяцев (3 года). Экспоненциальный коэффициент падения равен 0,578. Для примера рассмотрим дебит горизонтальной скважины протяженностью 700 м, в которой проведено семь ГРП, начальный дебит по жидкости составляет 250 м$^3$/сут, дебит нефти с учетом начальной обводненности составит 203,5 т/сут. Дебит изменяется по следующему закону (рис. 11):

$$q = 203{,}5 \cdot e^{-0{,}578 \cdot \frac{t}{12}}.$$

Накопленную добычу нефти рассчитаем, учтя коэффициент эксплуатации и перемножив дебит на число дней в каждом месяце, просуммировав полученные значения:

$$Q_{нак} = k_{экс} \sum q_i \cdot n_i = 0{,}96 \cdot 118{,}7 \cdot 10^3 = 114{,}0 \text{ тыс. т},$$

где $k_{экс}$ – коэффициент эксплуатации; $q_i$ – средний дебит $i$-го месяца; $n_i$ – число дней в $i$-м месяце.

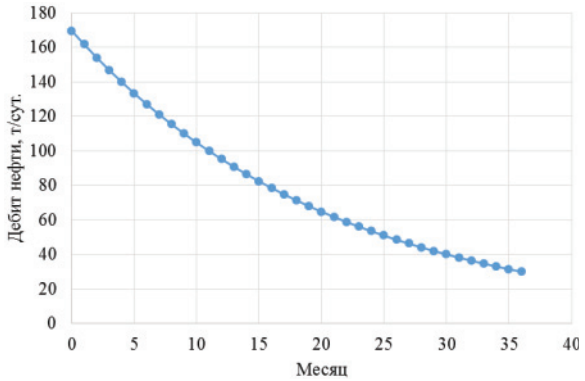


***Рис. 11.*** *Кривая падения дебита по нефти*

***Fig. 11.*** *Curve of oil rate decline*

Рассчитаем накопленный отбор нефти (рис. 12, 13) для зависимостей, представленных на рис. 9, 10.

По построенным графикам оценивается степень влияния каждого параметра на дебиты скважин. В дальнейшем в зависимости от конкретных технико-экономических условий выбирается оптимальный вариант.

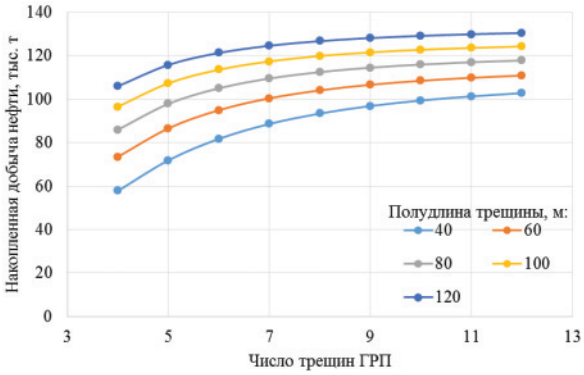


***Рис. 12.*** *Зависимость накопленной добычи нефти от числа трещин ГРП для их различных полудлин*

***Fig. 12.*** *Dependence of accumulated oil extraction on the number of HF in HW for frac different half-lengths*

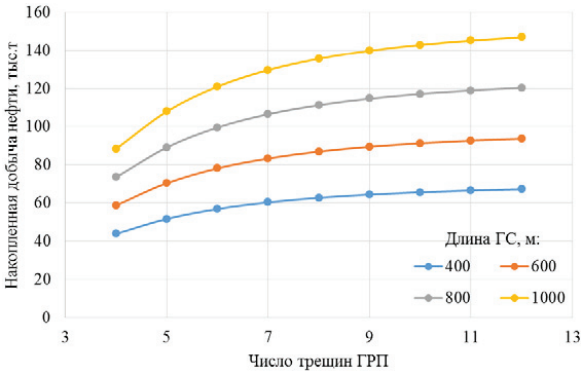


***Рис. 13.*** *Зависимость накопленной добычи нефти от количества ГРП в ГС различной протяженности*

***Fig. 13.*** *Dependence of accumulated oil extraction on the number of HF in HW of different length*

## Заключение

На месторождениях Западной Сибири остаточные запасы нефти приурочены в основном к неоднородным и низкопроницаемым коллекторам. Горизонтальные скважины с МГРП являются одним из наиболее перспективных средств разработки подобных коллекторов с поддержанием интенсивных темпов отбора продукции и высокого КИН за счет максимального охвата выработкой ранее не дренируемых запасов.

Для выбора оптимальных параметров ГС с МГРП рациональным является вариант с двухступенчатым моделированием. По результатам расчета на основе аналитической модели, для условий Приобского месторождения, проведение более 8–10 ГРП является нецелесообразным ввиду малой эффективности дальнейшего увеличения числа трещин.

Построенные зависимости позволили значительно сократить область поиска подходящих вариантов разработки. В дальнейшем производят построение ГДМ и уточнение количества стадий ГРП и длины ГС. После чего выполняют расчеты по выбору оптимальной системы разработки, расстановка скважин по выбранной системе разработки и расчет прогнозных уровней добычи нефти.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шурупов А.М. Опыт заканчивания горизонтальных скважин с последующим проведением многозонного ГРП на месторождениях ООО «Лукойл-Западная Сибирь» // Инженерная практика. – 2012. – № 5. – С. 64–69.
2. Верховцев П.Н., Елесин М.В., Исламгалиев Р.Ф. Опыт проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах ОАО «РН-Няганьнефтегаз» // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». – 2014. – № 2. – С. 19–22.
3. Говзич А.Н., Билинчук А.В., Файзуллин И.Г. Опыт проведения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах ОАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 59–61.
4. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта в ОАО «Самотлорнефтегаз» / Р.Р. Гайфуллин, В.В. Горин, С.С. Кудря, В.Р. Харисов // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». – 2014. – № 2. – С. 23–30.
5. Integrated modeling of the Priobskoe oilfield / D.A. Antonenko, V.A. Pavlov, V.N. Surtaev, K.K. Sevastyanova // SPE. – 2008. – 117413. – 8 p.
6. Ozkaya S.I., Lewandoswki H.J., Coskun S.B. Fracture study of a horizontal well in a tight reservoir // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2007. – V. 55. – Iss. 1–2. – P. 6–17.
7. Проект разработки Приобского месторождения. – Уфа: «УфаНИПИнефть», 2012. – 634 с.
8. Абдулмазитов Р.Д, Багаутдинов А.К. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – 265 с.
9. Барышников А.В., Янин А.Н. Регулирование разработки Приобского месторождения с применением технологии одновременно-раздельной закачки воды. – Тюмень; Курган: Зауралье, 2013. – 344 с.
10. Performance of multiple fractured horizontal wells with consideration of pressure drop within wellbore / Z. Chen, X. Liao, X. Zhao, L. Zhu, H. Liu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – V. 146. – P. 677–693.
11. Черевко М.А., Янин К.Е. Первые результаты применения многостадийных гидроразрывов пластов в горизонтальных скважинах Приобского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 2. – С. 74–77.
12. Применение горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка Приобского месторождения / Г.Г. Гилаев и др. // Научно-технический вестник Роснефть. – 2012. – № 2. – С. 22–26.
13. Колтыпин О.А., Медведев П.В., Реков С.В. Реализация интегрированного подхода при заканчивании горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта в ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». – 2014. – № 2. – С. 36–41.
14. Мукминов И.Р. Гидродинамические аспекты разработки месторождений горизонтальными скважинами и скважинами с трещинами ГРП: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2004. – 146 с.
15. Clarkson C.R., Qanbari F., Williams-Kovacs J.D. Semi-analytical model for matching flowback and early-time production of multi-fractured horizontal tight oil wells // Journal of Unconventional Oil and Gas Resources. – 2016. – V. 15. – P. 134–145.
16. Lecampion B., Desroches J. Simultaneous initiation and growth of multiple radial hydraulic fractures from a horizontal wellbore // Journal of the Mechanics and Physics of Solids. – 2015. – V. 82. – P. 235–258.
17. Raghavan R., Chen C. Fractional diffusion in rocks produced by horizontal wells with multiple, transverse hydraulic fractures of finite conductivity // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2013. – V. 109. – P. 133–143.
18. Wick T., Singh G., Wheeler M.F. Fluid-filled fracture propagation with a phase-field approach and coupling to a reservoir simulator // Society of Petroleum Engineers Journal. – 2016. – V. 21. – P. 981–999.
19. Модель для расчета дебита горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин гидроразрыва пласта / С. В. Елкин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С. 64–67.
20. Belyadi H., Ebrahim F., Belyadi F. Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs. – Amsterdam: Elsevier Science, 2016. – 452 p.
21. Dean L., Mireault R. Production Decline Analysis // Reservoir Engineering for Geologists in Eng. – 2008. – V. 1. – P. 20–22.

*Получила 18.08.2017 г.*

### Информация об авторах

***Бархатов Э.А.***, магистр кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета.

***Яркеева Н.Р.***, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета.

UDC 622.276.66

# THE EFFICIENCY OF MULTIZONE HYDRAULIC FRACTURING IN HORIZONTAL WELL

**Eduard A. Barkhatov**[1],
barhatov.eduard@gmail.com

**Natalya R. Yarkeeva**[1],
yarkeevan@yandex.ru

[1] Ufa State Petroleum Technological University,
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

***Relevance of the research.*** *Nowadays the reservoirs that are hard to approach are the main sources of hydrocarbon in oil industry. The method of hydraulic fracturing was proved to be excellent for development of fields with low-permeability heterogeneities, but it is not always able to provide the satisfactory level of profitability and valued hydrocarbons extractions. The usage of horizontal wells together with multizone hydraulic fracturing allows enlarging much the area of contact with oil-containing reservoir, providing maximum output coverage and thereby reducing the development time and extraction spending. Wherein the building cost of similar wells is higher than that of directional wells. In this relation the optimal settings for this technology should be carefully selected*

***The aim*** *of the work is to analyze the operation of drilled horizontal wells with a multizone hydraulic fracturing and the effectiveness of its applying on Priobskoye field as well as to compare operation parameters of these wells and directional wells.*

***The methods used in the study:*** *analysis of the pilot area of Priobskoye field, mathematical modeling of fluid flow to the hydraulic fracturing cracks.*

***The results.*** *Using the analytical dependences the authors have calculated liquid flow rate for a well with specified options with fixed fracture length and length of horizontal wellbore from the cracks numbers. When the number of cracks is more than eight there is no significant increase in production rate, and with the further hydraulic fracturing the schedule flattening occurs. When the number of cracks is significant the effect of crack size considerably reduces and the length of horizontal wellbore affects more. Optimum quantities of hydraulic fracturing stages phases are in the range from 8 to 10 depending on the length of horizontal area.*

***Key words:***
*Multizone hydraulic fracturing, development of low-permeability reservoirs,*
*well with a horizontal end, low permeability reservoirs, horizontal well flow rate.*

## REFERENCES

1. Shurupov A.M. Opyt zakanchivaniya gorizontalnykh skvazhin s posleduyushchim provedeniem mnogozonnogo GRP na mestorozhdeniyakh OOO Lukoil-Zapadnaya Sibir [Experience of completing horizontal wells, followed by a multi-zone fracturing deposits LLC LUKOIL-Western Siberia]. *Inzhenernaya praktika*, 2012, no. 5, pp. 64–69.
2. Verkhovtsev P.N., Elesin M.V., Islamgaliev R.F. Experience in multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells of RN-Nyaganneftegaz. *Nauchno-tekhnichesky vestnik OAO NK Rosneft*, 2014, no. 2, pp. 19–22. In Rus.
3. Govzich A.N., Bilinchuk A.V., Fayzullin I.G. Experience of multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells of OAO Gazprom Neft. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2012, no. 12, pp. 59–61. In Rus.
4. Gayfullin R.R., Gorin V.V., Kudrya S.S., Kharisov V.R. Development of the multi-stage fracturing technology of JSC Samotlorneftegaz. *Nauchno-tekhnichesky vestnik OAO NK Rosneft*, 2014, no. 2, pp. 23–30. In Rus.
5. Antonenko D.A., Pavlov V.A., Surtaev V.N., Sevastyanova K.K. Integrated modeling of the Priobskoe oilfield. *SPE*, 2008, 117413. 8 p.
6. Ozkaya S.I., Lewandoswki H.J., Coskun S.B. Fracture study of a horizontal well in a tight reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2007, vol. 55, Iss. 1–2, pp. 6–17.
7. Proekt razrabotki Priobskogo mestorozhdeniya [Project of development of Priobskoe field.]. Ufa, UfaNIPIneft Publ., 2012. 634 p.
8. Abdulmazitov R.D., Bagautdinov A.K. *Geologiya i razrabotka krupneyshikh i unikalnykh neftyanykh i neftegazovykh mestorozhdeny Rossii* [Geology and exploration of large and unique oil and gas fields of Russia]. Moscow, VNIIOENG, 1996. 265 p.
9. Baryshnikov A.V., Yanin A.N. *Regulirovanie razrabotki Priobskogo mestorozhdeniya s primeneniem tekhnologii odnovremennorazdelnoy zakachki vody* [Regulation of the Priobskoye field exploration using dual water injection technique]. Tyumen; Kurgan, Zaurale Publ., 2013. 344 p.
10. Chen Z., Liao X., Zhao X., Zhu L., Liu H. Performance of multiple fractured horizontal wells with consideration of pressure drop within wellbore. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, vol. 146, pp. 677–693.
11. Cherevko M.A., Yanin K.E. First results of application of multistage frac in horizontal wells of Priobskoe oilfield. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2015, no. 2, pp. 74–77. In Rus.
12. Gilaev G.G. Use of horizontal wells with multiple hydraulic fractures to develop low-permeability reservoirs on the example of the pilot area of the Priobskoye Deposit. *Nauchno-tekhnichesky vestnik Rosneft*, 2012, no. 2, pp. 22–26. In Rus.
13. Koltypin O.A., Medvedev P.V., Rekov S.V. Implementation of the integrated approach in completion of horizontal wells with multistage hydraulic fracturing in LLC RN-Yuganskneftegaz. *Nauchno-tekhnichesky vestnik OAO NK Rosneft*, 2014, no. 2, pp. 36–41. In Rus.
14. Mukminov I.R. *Gidrodinamicheskie aspekty razrabotki mestorozhdeny gorizontalnymi skvazhinami i skvazhinami s treshchinami GRP*. Dis. kand. nauk [Hydrodynamic aspects of field exploration by horizontal wells and wells with hydraulic fracture. Cand. Diss.]. Ufa, 2004. 146 p.
15. Clarkson C.R., Qanbari F., Williams-Kovacs J.D. Semi-analytical model for matching flowback and early-time production of multifractured horizontal tight oil wells. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 2016, vol. 15, pp. 134–145.
16. Lecampion B., Desroches J. Simultaneous initiation and growth of multiple radial hydraulic fractures from a horizontal wellbore.

*Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 2015, vol. 82, pp. 235–258.
17. Raghavan R., Chen C. Fractional diffusion in rocks produced by horizontal wells with multiple, transverse hydraulic fractures of finite conductivity. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013, vol. 109, pp. 133–143.
18. Wick T., Singh G., Wheeler M.F. Fluid-filled fracture propagation with a phase-field approach and coupling to a reservoir simulator. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 2016, vol. 21, pp. 981–999.
19. Elkin S.V., Aleroev A.A., Veremko N.A., Chertenkov M.V. The model for calculation of horizontal well production rate depending on the number of cracks fracturing. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2016, no. 1, pp. 64–67. In Rus.
20. Belyadi H., Ebrahim F., Belyadi F. *Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs*. Amsterdam, Elsevier Science, 2016, 452 p.
21. Dean L., Mireault R. Production Decline Analysis. *Reservoir Engineering for Geologists*, 2008, vol. 1, pp. 20–22.

*Received: 18 August 2017.*

**Information about the authors**

***Eduard A. Barhatov***, master, Ufa State Petroleum Technological University.

***Natalya R. Yarkeeva***, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.