

## Обоснование поинтервального ГРП на Фёдоровском месторождении

Форисеевич Р. В. (foriseevich.roman@gmail.com)

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень

Потребность проведения ГРП (гидравлический разрыв пласта) в нефтяной скважине, в большинстве случаев, определяется низкой проницаемостью продуктивного коллектора, либо кольматацией призабойной зоны, а также необходимостью повысить продуктивность скважины.

В данный момент времени технология ГРП является наиболее ощутимым методом интенсификации скважин, а в большинстве регионах, по мнению некоторых зарубежных и отечественных исследователей, это лучшая технология, позволяющая серьезно увеличить добычу нефти и сделать скважины рентабельными. Но специфические особенности разработки многопластовых, сложнопостроенных разнопродуктивных объектов месторождений Западной Сибири не позволяют механически переносить на них методические и технологические разработки.

Подключать в разработку разнопродуктивные пласты на многопластовых объектах разработки возможно с применением сложной многостадийной операции – поинтервального гидравлического разрыва пласта.

В контексте этих проблем для проведения поинтервального ГРП в каждом воздействии актуальным является необходимость теоретически обосновать и рассчитать технологические параметры ГРП (длина, ширина, проводимость трещины) согласно фильтрационно – емкостных свойств продуктивных пластов и запасов углеводородов с соблюдением равенства темпов отбора, с целью оптимизации добычи углеводородов.

Большое практическое значение при выборе и обосновании технологии гидроразрыва продуктивного объекта конкретной скважины, имеют результаты анализа причин и механизма ухудшения состояния прискважинной зоны в процессах вскрытия продуктивных пластов, заканчивания скважин, их освоения и эксплуатации [Сохошко].

Федоровское нефтегазовое месторождение расположено в центральной части Сургутского нефтегазозонного района Среднеобской нефтегазозонной области. Всего на месторождении в 21 пласте выявлено 128 залежей нефти и газа[1]

Для нефтяных скважин влияние гидроразрыва удобно отображать в виде отношения коэффициентов продуктивностей после и до гидроразрыва –  $J/J_0$ . Методы расчета отношения продуктивностей до и после ГРП были предложены Пратсом [13], Тинслеем и др. [14], Мак-Гуирой и Сикорой [15] для скважин с установившимся и псевдоустановившимся режимами течения флюидов. Низкопроницаемые пласты с длинными трещинами требуют месяцы и годы эксплуатации с постоянным дебитом для достижения псевдоустановившегося режима течения. Установившийся режим наступает только после еще более длительного периода эксплуатации скважины с постоянным дебитом. Поэтому решения, которые предлагают указанные авторы для отношения коэффициентов продуктивности скважины после и до ГРП, являются оценочными.

Мак-Гуира и Сикора на основании результатов электромоделирования разработали диаграмму (рисунок 2.1) для установления изменения коэффициента продуктивности после ГРП. Эта диаграмма основана на допущениях псевдоустановившегося режима течения (постоянный дебит, отсутствие течения за пределами внешней границы) квадратной области дренирования (скважина в центре квадратной области), течения сжимаемой жидкости и трещины, заполненной проппантом по всей толщине продуктивного интервала.

Абсциссой на диаграмме Мак-Гуиры и Сикоры является относительная проводимость:

$$\frac{12wk_f}{k} \sqrt{\frac{40}{A}}, \quad (1.1)$$

Ординатой – увеличение продуктивности:

$$J/J_0 \left[ \frac{7,13}{\ln(0,472 \frac{L_e}{r_w})} \right], \quad (1.2)$$

где:

$r_w$  – радиус скважины, м;

$k_f$  – проницаемость трещины,  $m^2$ ;

$w$  – средняя закрепленная ширина трещины, м;

$L_e$  – половина ширины квадратной области дренирования, м;

$L_f$  – полудлина трещины, м.

$A$  – площадь дренирования скважины,  $m^2$ ;

$k$  – проницаемость пласта,  $m^2$ ;

$J$  – коэффициент продуктивности скважины после ГРП;

$J_0$  – коэффициент продуктивности скважины до ГРП;

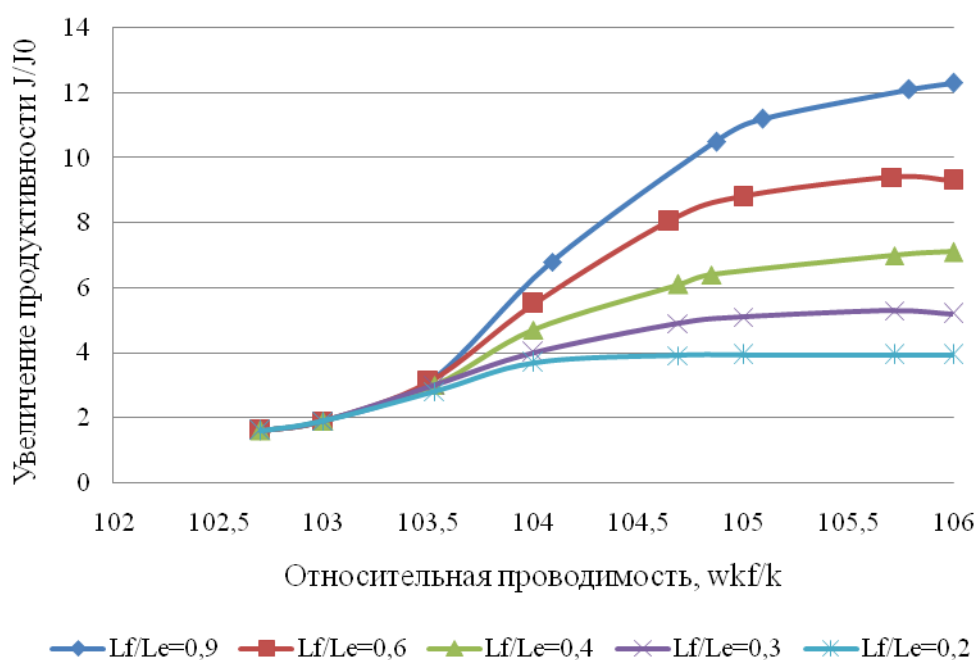


Рисунок 2.1. - Диаграмма Мак-Гуиры и Сикоры увеличения продуктивности после гидроразрыва

Из диаграммы Мак-Гуиры и Сикоры можно сделать следующие выводы.

1. В низкопроницаемых пластах (при высокой относительной проводимости, например, равной 105) увеличение продуктивности получают за счет увеличения длины трещины, а не за счет увеличения проводимости трещины.
2. Для заданной длины трещины существует оптимальная проводимость трещины. Увеличение проводимости трещины свыше этой оптимальной величины будет бесполезной.

### ***Библиографический список:***

1. Али А., Марти Ш. и др. Передовой метод гидравлического разрыва пласта с использованием геомеханического моделирования и механики пород - технически интегрированный подход/ Нефтегазовое обозрение.- 2002.
2. Анализ разработки Федоровского месторождения» (протокол ТО ЦКР по ХМАО № 556 от 28.12.2004, срок действия 2004-2010 гг.) , Годовые отчеты ОАО «Сургутнефтегаз» за 2009, 2010 и 2011г. / Интернет сайт компании [www.surgutneftegas.ru](http://www.surgutneftegas.ru)
3. Белевич Г.К. и др. Отчет о НИР: «Авторский надзор за разработкой месторождений ОАО «НК «Роснефть» - Пурнефтегаз». - Тюмень, ООО «НВФ» «Минерал».- 2005г.
4. Демичев Сем. С., Демичев П.С., Клещенко И.И., Смирнов В.С., Лесь И.В. Оценка эффективности закрепления сла 199 ентированных коллекторов в нефтяных и газовых скважинах.- НТЖ «Бурение и Нефть» - 2013.-№ 7,8 – С.44-47
5. Клещенко И.И., Крылов Г.В., Сохошко С.К. Гидроразрыв газоконденсатных объектов на месторождениях севера Западной Сибири.-Тюмень.- ООО «Вектор Бук», 2007.- 211с
6. Технологический регламент на производство работ по гидроразрыву пласта на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз».- Тюмень.- 2006.- 56с