

## ПРИМЕНЕНИЕ ПЕРВОГО МАССИРОВАННОГО ГРП В РОССИИ

Саранча А. В., Фаик С. А.

*ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», г. Тюмень, Российская Федерация, (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: sarantcha@mail.ru*

---

Массированный гидравлический разрыв пласта (МГРП) позволяет существенно повысить продуктивность скважин, так как в пласте создается большая по размерам система разветвленных трещин, повышая тем самым фильтрационную связь скважины с удаленными участками, иногда даже находящихся на расстоянии более трехсот метров. Сам по себе МГРП представляет собой развитие и усовершенствование обычного ГРП. При проведении данной операции используется больше жидкости разрыва и объема проппанта (более 100 тонн). Есть случаи, например на Приобском месторождении, когда объем расклинивающего агента закачиваемого через скважину в пласт, превышал 500 тонн. Осуществление МГРП возможно несколькими способами, например, с применением рабочих жидкостей высокой вязкости и пенных систем. Массированный ГРП проводят также и на газонасыщенных низкопроницаемых коллекторах. Первый опыт проведения МГРП в России, был получен на Ярайнерском месторождении еще 2000 году. В статье будут подробно описаны результаты проведенных мероприятий и даны некоторые рекомендации по совершенствованию данной технологии.

---

Ключевые слова: массированный гидроразрыв пласта, ГРП, МГРП.

## THE FIRST APPLICATION OF MASSIVE HYDRAULIC FRACTURING IN RUSSIA

Sarancha A. V., Faik S. A.

*Federal state budget higher professional educational institution "TyumenState Oil and GasUniversity", Tyumen, Russian Federation (625000, Tyumen, Volodarskogo street. 38), e-mail: sarantcha@mail.ru*

---

Massive hydraulic fracturing can significantly increase well productivity. In the reservoir creates a large branched system of cracks. Increase filtration wells connection to remote sites, sometimes located at a distance of more than three hundred meters. Massive hydraulic fracturing is the development and improvement of conventional hydraulic fracturing. In carrying out this operation is more of fracturing fluid and proppant volume (over 100 tons). There are cases, on the Priobskoye field, when the volume of propping agent is injected through the well into the reservoir, exceeded 500 tons. The implementation of such fracturing is possible in several ways, for example with the use of working fluids of high viscosity and foam systems. Massive hydraulic fracturing is carried out also in gas-saturated low-permeability reservoirs. The first experience of conducting a massive hydraulic fracturing in Russia was obtained on Yrainerskoye field 2000 yet. The article will detail the results of the events and some recommendations for improvement of this technology.

---

Keywords: massive hydraulic fracturing, hydraulic fracturing,

На Ярайнеровском месторождении одним из основных объектов по величине и площади распространения является ачимовская толща. Вскрывшие ачимовские отложения скважины расположены неравномерно по куполу пласта и вводились в разработку в разное время.

Ачимовский пласт является нижне-меловым, представлен характерным переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и глинистых пропластков. Пласт низкопроницаемый и имеет высокое давление насыщения – 260 атм., пластовое давление 270 атм. Насыщен маловязкой нефтью – 0,24 сПз, скважины работают с высоким газовым фактором – 400 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Пласт представляет собой слоистую систему (рис. 1) с расчлененностью – до 11 пропластков. В некоторых скважинах толщина пропластков достигает до 4–5 метров. Также имеются мощные глинистые перемычки, которые в свою

очередь тоже достигают толщин до 2–4 метров. Все это говорит о высокой неоднородности объекта.

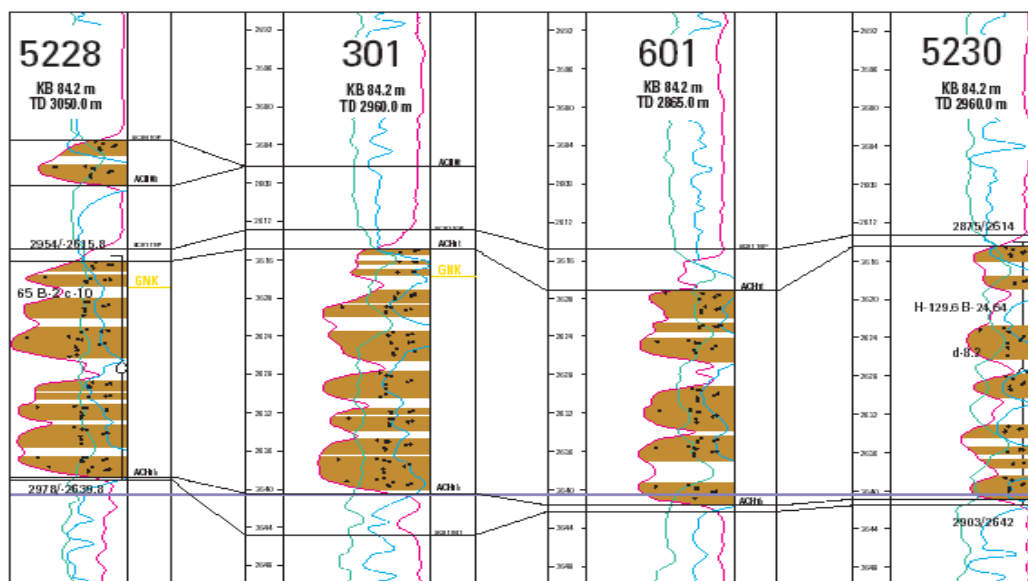


Рис. 1. Геологический профиль по скважинам №№ 5228, 301, 601, 5230

Гидроразрывом с закачкой проппанта порядка 100 тонн, были обработаны четыре скважины: №№ 303, 5228, 5230, 5222.

Пусковые дебиты скважин до ГРП, были от 10 до 58 тонн в сутки, при этом на более успешных скважинах №№ 303, 5230 они составляли 44 и 58 м<sup>3</sup>/сут, соответственно. Дебиты менее удачливых скважин №№ 5228, 5222 составляли 10 и 17 м<sup>3</sup>/сут.

Забойное давление на скважинах подвергшихся ГРП, до обработки варьировалось в диапазоне 40–90 атм., что намного ниже давления насыщения. Эксплуатация ниже давления насыщения приводила к высвобождению из нефти газа. Образование в призабойной зоне пласта многофазного потока, в конечном счете, привело к снижению продуктивности скважин.

Первый массивный ГРП на Ярайнерском месторождении был проведен на скважине № 303 в сентябре 2000 года. В следующем месяце после ГРП скважина работала с дебитом 115 м<sup>3</sup>/сут, при обводненности 18 % (рис 2).

Особенностью работы данной скважины до и после ГРП является то, что ее запуск после освоения дал приток в среднем равный 30 м<sup>3</sup>/сут при депрессии на пласт около 220 атм. А после ГРП пусковой дебит составил 115 м<sup>3</sup>/сут, при этом депрессия на пласт резко снизилась и составила – 80 атм.

Продуктивность скважины до ГРП составляла 0,13 (м<sup>3</sup>/сут)/атм., а после проведения мероприятия увеличилась до 1,53 (м<sup>3</sup>/сут)/атм., то есть выросла в 11 раз. Забойное давление после ГРП стало равно 195 атм.

В рассматриваемом примере явно выделяется четыре специфических периода эксплуатации скважины. Первый период с момента пуска скважины после ГРП в октябре 2000 года и до мая 2001 года характеризуется снижением дебита до 70 м<sup>3</sup>/сут. В течение второго периода, который длился 9 месяцев до февраля 2002 года, скважина работала относительно устойчиво с производительностью 60–70 м<sup>3</sup>/сут. Забойное давление в течение двух периодов уменьшилось со 195 до 95 атм. В третий период, который длился до ноября 2002 года, произошло снижение дебита до 33 м<sup>3</sup>/сут, а в поведении забойного давления отмечается прекращение снижения и стабилизация в районе 80–90 атм. В течение всех трех периодов работы скважины, в продукции притока находилась вода, процент которой оставался неизменным и составлял 10–25 %. Скорее всего вода поступала по заколонному пространству из нижележащих горизонтов, хотя не исключено что также трещина могла вскрыть водоносные участки. В последний четвертый период дебит по нефти продолжает снижаться в том же темпе, что и за предыдущий (ежемесячно дебит снижался в среднем на 3 м<sup>3</sup>/сут). Также в этот период происходит рост обводненности продукции, на июнь 2003 года она составила 65 % при дебите 14 м<sup>3</sup>/сут.

Второй ГРП был проведен на скважине № 5228 в апреле 2001 года. Первые два месяца после ГРП скважина работает с дебитом 65–75 м<sup>3</sup>/сут (рис 3). Проведенная операция на данной скважине хотя и окупилась затраты на ГРП, однако успешной ее назвать нельзя. В течение года после ГРП скважина работала со средним дебитом 37 м<sup>3</sup>/сут, а в последующие 2,5 года ее дебит составлял около 4–7 м<sup>3</sup>/сут. Первые два года обводненность продукции не высокая, но потом в период с августа 2003 по декабрь 2004 годы она возросла с 21 до 51 %.

Основная масса нефти была добыта в первый год эксплуатации после ГРП – 9689 тонн. Во второй и третий годы было добыто всего 1633 тонн нефти (таблица 1). Можно сделать вывод о том, что скважина № 5228 является наихудшей по добытой нефти за первый, второй и третий годы эксплуатации после ГРП.

Особенность эксплуатации скважины после ГРП состоит в том, что после повышения дебита до 65–70 м<sup>3</sup>/сут, он резко стал снижаться. А еще интенсивнее снижалось забойное давление. В сравнении с предыдущим примером (скв. № 303) в данной скважине за восемь месяцев работы забойное давление снизилось на 77 атм. и составляло 88 атм., тогда как в скважине № 303 за данный период давление снизилось на 60 атм. и составляло 125 атм.

Таблица 1

Накопленная добыча нефти после ГРП в тоннах

№ скважины	1 год после ГРП	2 год после ГРП	3 год после ГРП
303	22631	37217	42164

5228	9689	10716	11322
5230	22502	36461	44801
5222	9985	12524	

Ровно через один год работы скважины после ГРП дебит резко снизился и составил 2–3 м<sup>3</sup>/сут. Так скважина эксплуатировалась еще два года, т.е. была в категории нерентабельной. Резкое падение дебита может быть связано с тем, что в конце марта 2002 года скважина была остановлена. Были проведены исследования и записана КВД. В конце мая 2002 года скважину запустили в работу, однако ее пусковые дебиты составили 2,5 м<sup>3</sup>/сут, а до остановки дебит составлял 40 м<sup>3</sup>/сут. Из-за отсутствия информации, какие еще проводились операции на скважине за время ее остановки, не представляется возможным проанализировать, с чем связаны такие низкие дебиты после запуска скважины.

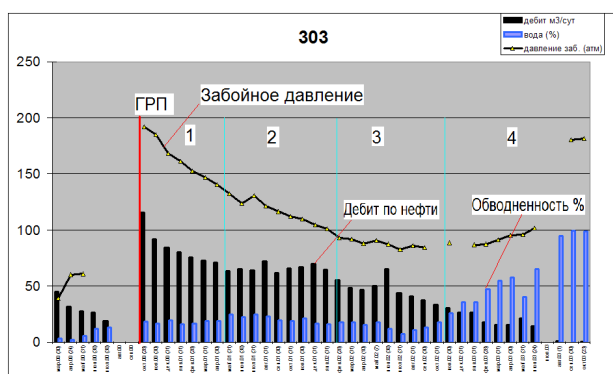


Рис. 2. График добычи до и после ГРП (скважина № 303)



Рис. 3. Уровень добычи до и после ГРП, скважина № 5228

К июлю 2003 года давление в скважине снизилось до 60 атм. и в последующем наблюдается рост обводненности продукции.

Третьей скважиной, на которой был проведен массивированный ГРП, была скважина № 5230. До ГРП скважина была запущена в эксплуатацию в марте 2001 года с дебитом по нефти 58 м<sup>3</sup>/сут. В последующие два месяца происходит спад дебитов до 37 м<sup>3</sup>/сут. Отмечается высокая депрессия на пласт – порядка 200 атм. После проведенного гидроразрыва дебит скважин составил 75 м<sup>3</sup>/сут (рис. 4). Продуктивность скважины увеличилась в четыре раза.

Первые 10 месяцев после ГРП скважина работает с повышенным дебитом: максимальный дебит по нефти доходил до 105 м<sup>3</sup>/сут. Насос производительностью 100 м<sup>3</sup>/сут обеспечивал добычу жидкости в этот период в пределах 75 – 110 м<sup>3</sup>/сут.

Забойное давление в первые два месяца после ГРП незначительно выросло с 178 до 198 атм., после чего начинается медленное снижение, в марте 2004 года оно составляло

60 атм. Обводненность скважины невысокая, за три года эксплуатации после ГРП максимальное ее значение было равно 30 %, которое пришлось на первый месяц эксплуатации после ГРП. По результатам трех летнего наблюдения за работой скважины, ее накопленной нефти – 44801 тонн (таблица 1), можно назвать ее самой успешной из 4-х скважин подвергшихся массивированному ГРП на Ярайнерском месторождении.

Скважина № 5222 была последней из серии обработанных массивированным ГРП на Ярайнерском месторождении. После освоения работала с низким дебитом 17 м<sup>3</sup>/сут (рис. 5). В августе 2001 года на ней был проведен ГРП, после чего скважина была запущена в работу с дебитом 80 м<sup>3</sup>/сут, депрессия снизилась со 180 до 50 атм. Продуктивность возросла в 16 раз.

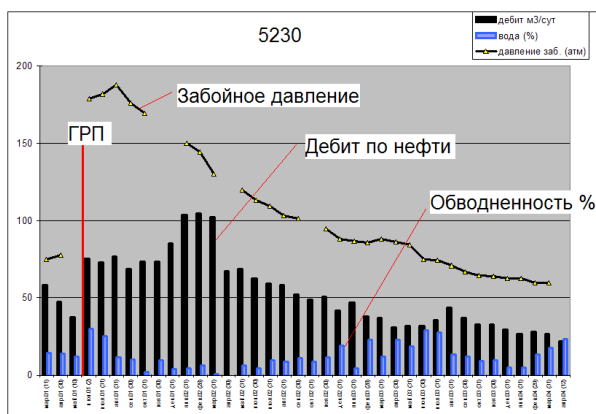


Рис.4. Уровень добычи до и после ГРП, скважина № 5230

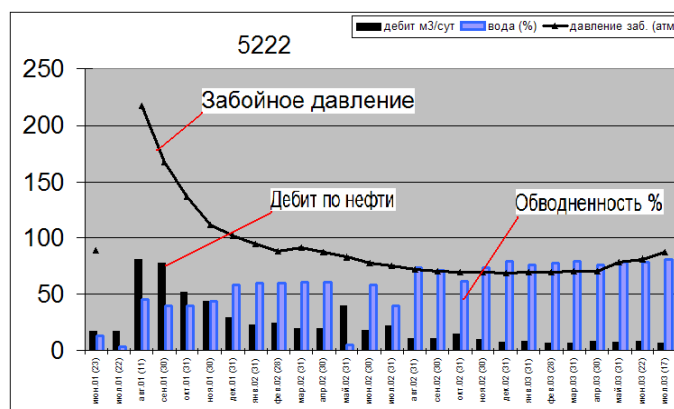


Рис.5. Уровень добычи до и после ГРП, скважина № 5222

За пять месяцев работы скважины после ГРП дебит по нефти снизился до 22 м<sup>3</sup>/сут, т.е. почти в четыре раза. За это же время депрессия на пласт увеличилась в три раза. Затем дебит оставался в течение 7 месяцев относительно постоянным 18–40 м<sup>3</sup>/сут, а после чего еще снизился и в течение последующего года скважина работала с дебитом 6–15 м<sup>3</sup>/сут.

Особенность эксплуатации данной скважины состоит в том, что за весь трех летний период ее работы, она работала с большим дебитом по воде по отношению к дебиту по нефти. То есть производительность по воде не изменилась, не зависимо от депрессии на пласт, которая за год после ГРП выросла почти в четыре раза – с 53 до 198 атм. Это означает, что нижележащий водонасыщенный горизонт является напорным и не зависит от депрессии на нефтяной пласт. Вода, скорее всего, поступает в скважину по заколонному пространству в соответствии с производительностью применяемых насосов.

Во всех четырех скважинах наблюдается снижение забойного давления. Но темп снижения различен. Необходимо отметить, что пропорционально снижению забойного давления отмечается и снижение дебитов. По существу, динамика работы скважин целиком

определяется энергетикой пласта, т.е. пластовыми давлениями в зонах дренирования скважин. Очевидно, чем длительнее процесс снижения забойного давления, тем больше зоны дренирования, приходящиеся на соответствующие скважины.

Проведя расчеты по запасам, приходящимся на каждую скважину, и учитывая, что КИН по ачимовским отложениям принят равным 0,25, выяснили, что скважины далеко не приблизились к планируемым извлекаемым запасам, а уже существенно обводнились: так скважина № 303 выработала 22 % от извлекаемых запасов, а ее обводненность достигла 99 %; скважина № 5228 выработала 8 % от извлекаемых запасов, обводненность достигла 51 %; скважина № 5230 выработала 27 % от извлекаемых запасов, обводненность достигла 23 %; скважина № 5222 выработала 8 % от извлекаемых запасов, обводненность достигла 81 %.

Как видно, только скважина № 5230 еще имела потенциал достижения прогнозных показателей добычи нефти. Три скважины из четырех оказались неэффективными с позиции достижения планируемого КИН.

Основными причинами обводненности скважин с ГРП на Ярайнерском месторождении является то, что при создании трещин с большой закачкой проппанта инициируются подача воды из нижележащих водонапорных пластов. При этом перетоки связаны как с разрушением цементного камня, так и с распространением трещины в кровлю водонапорного пласта. Активное проявление воды в продукции возникает после существенного снижения динамического уровня и создания глубокой депрессии на пласт. При аналогичных депрессиях на пласт, в скважину не поступает больших объемов воды из нижележащих объектов при их запуске до ГРП, а после ГРП вода стала интенсивнее поступать. Это свидетельство того, что воздействие на пласт гидроразрывом с закачкой проппанта более ста тонн и способствовало этому.

Резервом применения ГРП на Ярайнерском месторождении является более четкое планирование операций, например, с регулированием развития трещины с предварительной отсыпкой проппантом нижней части пласта.

Таким образом, первый опыт применения массивованного гидроразрыва пласта показал:

- Когда в продукции скважины присутствует вода, необходимо определить источники ее поступления, и если имеются заколонные перетоки из водоносных горизонтов проводить массивованные ГРП нельзя без проведения РИР.
- Скважины эксплуатируются с забойными давлениями намного ниже давления насыщения, что приводит к образованию двухфазного потока и снижению фазовой

проницаемости. Проводимость трещины и около трещенного пространства за два года эксплуатации существенно снижается из-за образовавшихся блокад.

➤ Применение массивованных ГРП не подходит для месторождений с плотной сеткой скважин, расстояние между скважинами должно быть не менее 800 – 1000 метров.

➤ Для проведения массивованных ГРП пригодны только технически исправленные скважины, состояние цементного камня в заколонном пространстве должно быть в хорошем состоянии.

➤ И заключительный вывод, по данным скважинам для полноценного анализа эффективности проведенных ГРП, не хватает знания о скин-эффекте до и после мероприятия, информацию о котором можно получить в результате гидродинамических исследований с записью кривой восстановления давления.

### Список литературы

1. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учеб. для вузов. – М.: Недра, 1998. – 365 с.
2. Гриценко А. И. Методы повышения продуктивности скважин. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1997. – 364 с.
3. Каневская Р. Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. 1999.
4. Муслимов Р. Х. Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений в поздней стадии // ВЕСТНИК ЦКР РОСНЕДРА. – 2008. – № 1. – С. 12-18.
5. Саранча А. В. Определение продуктивности скважин при гидроразрыве пласта / А. В. Саранча, М. Л. Карнаухов // Известия высших учебных заведений. – 2007. – № 4. – С. 29-32.
6. Саранча А. В. Разработка и исследование методов оценки и интерпретации кривых восстановления давления в скважинах после гидроразрыва пласта: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2008.

### Рецензенты:

Грачев С. И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень;

Сохошко С. К., д.т.н., заведующий кафедрой «Моделирования и управления процесса нефтегазодобычи», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень.