

*Мухитов Ильнур Мазитович,
студент магистрант*

*2курс, специальность «Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений»*

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, г. Уфа

**ГИДРОРАЗРЫВ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ С НИЗКИМ
ДАВЛЕНИЕМ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ООО
«РН-ПУРНЕФТЕГАЗ»)**

***Аннотация.** Статья посвящена анализу операций гидравлического разрыва пластов с низким пластовым давлением месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз». Обоснованы новые подходы к подбору скважин для проведения операций ГРП для залежей с низким пластовым давлением.*

***Ключевые слова:** ГРП, гидроразрыв пласта, пласты с низким пластовым давлением, КВД, кривая восстановления давления, околоскважинное давление.*

***Annotation:** The article is devoted to the analysis of hydraulic fracturing operations with low reservoir pressure of the fields of LLC RN-Purneftegaz. New approaches to the selection of wells for hydraulic fracturing operations for reservoirs with low reservoir pressure are substantiated.*

***Key words:** Hydraulic fracturing, low pressure formations, pressure recovery curve, downhole pressure.*

Введение

В статье представлен опыт реализации операций ГРП на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз». Обоснован новый подход к проведению гидравлического разрыва пластов с низкими пластовыми давлениями.

В настоящее время подбор скважин для проведения операций ГРП

проводится на основе имеющихся практических, либо исследовательских данных. Для принятия правильного решения необходимо детальное изучение характеристик и коллекторских свойств пласта, анализ динамики его эксплуатации. Для проведения ГРП в первую очередь выбирают скважины с низкой продуктивностью или скважины, фильтрационная способность призабойной зоны которых ухудшилась при эксплуатации пласта.

В процессе эксплуатации, а также глушения, происходит кольматация призабойной зоны скважин, оказывающая негативное влияние на её продуктивность, причём степень влияния пропорциональна времени воздействия раствора глушения или жидкости промывки на призабойную зону пласта (ПЗП).

При снижении пластового и забойного давлений возрастает величина геостатического давления, что может приводить к заметной деформации пород-коллекторов, особенно в ПЗП. В нефтяном пласте забойное давление может быть ниже давления насыщения, при этом происходит выделение свободного газа, который снижает эффективную проницаемость по нефти, образуя непроницаемое кольцо в околоскважинной зоне.

Известно, что целью ГРП является создание высокопроницаемого канала в зоне нарушенной проницаемости. Если есть возможность создать проходящую сквозь зону повреждения трещину, заполненную пропантом, и привести падение давления до нормальной величины градиента гидродинамического давления, то продуктивность скважины возрастет. При этом важно чтобы пластовое давление было достаточным для обеспечения притока нефти в скважину. Поскольку при эксплуатации пласта проницаемость пород ухудшается в первую очередь в околоскважинной зоне, наблюдается снижение пластового давления именно в ПЗП, тогда как в удалённой части залежи запас пластовой энергии остаётся значительным.

По мере снижения пластового давления накопление свободного газа в пласте увеличивается вследствие выделения из нефти новых порций и расширения ранее образовавшихся пузырьков. В результате возникает газовый

режим эксплуатации пласта, при котором эффективная проницаемость породы для нефти уменьшается, а для газа растёт, что приводит к быстрому снижению дебитов нефти скважин. При наличии газового режима нефть увлекается к забоям скважин более подвижными массами расширяющегося газа, перешедшего при снижении давления в пласте ниже давления насыщения из растворённого состояния в свободное. По этой причине коэффициент нефтеотдачи оказывается минимальным – 0,3 - 0,4 ед., вследствие значительного расхода газа, запасы которого истощаются гораздо быстрее, чем запасы нефти. Весьма характерными для газового режима эксплуатации являются залежи с большими газовыми факторами. При очень плохой проницаемости околоскважинной зоны и величине давления насыщения, близкой к пластовому давлению, когда избежать развития газового режима невозможно, приходится применять для извлечения остаточных запасов вторичные методы интенсификации нефти.

Следует отметить, что способ определения пластового давления в нефтяной скважине с кольматированной околоскважинной зоной, включающий остановку скважины и основанный на методе КВД (кривой восстановления давления), не всегда даёт правильные результаты.

Недостатком этого способа является то, что для полного снятия кривой восстановления давления необходимо длительное время остановки скважины, что ведёт к значительным потерям добычи нефти и большим эксплуатационным затратам. Кроме того, такое решение для практических целей не приемлемо, поскольку, если околоскважинная зона сильно кольматирована, то скважина практически не выходит на радиальный поток, в итоге замеряется только околоскважинное давление – давление не восстановилось до равного давлению на контуре питания пласта, в результате не определяется точное значение пластового давления. Таким образом, значительное количество потенциальных с точки зрения интенсификации добычи нефти скважин отсеивается, как нерентабельное.

Для исправления ситуации с подбором скважин для проведения операций

гидроразрыва пласта было принято, что скважины для ГРП должны выбираться с учётом выработки запасов, даже если по результатам КВД пластовое давление критически низкое, т.е. о проведении ГРП на объектах с низким пластовым давлением.

КВД-КВУ

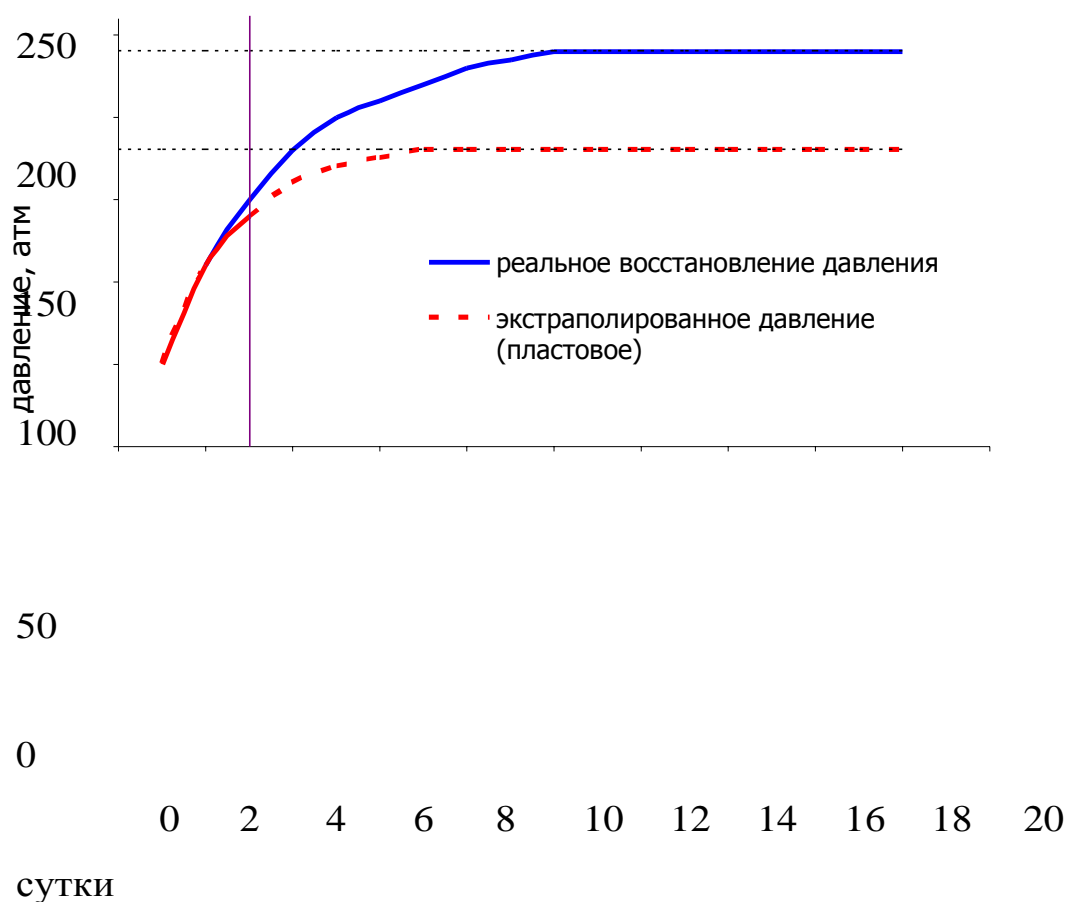


Рис. 1. Определения пластового давления с кольматированной околоскважинной зоной методом КВД-КВУ

На рис. 2 приведены параметры эксплуатации скважины № 203 Фестивального месторождения до и после ГРП. Показано, что дебит нефти вырос в 18 раз, пластовое давление (околоскважинное) при этом возросло на 5 МПа.

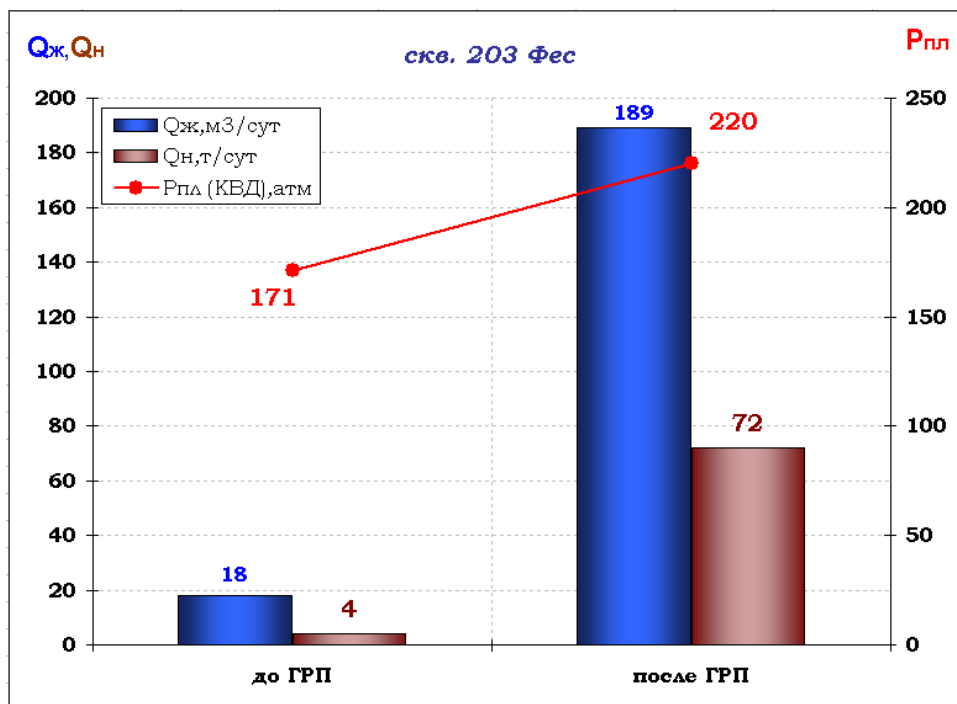


Рис. 2. Эффективность ГРП на скважине № 203 Фестивального месторождения

После получения положительных результатов на скважине № 203 Фестивального месторождения (пласт Ю1) было принято решение проводить ГРП и на других объектах, где скважины не подвергались гидроразрыву в связи с тем, что эти зоны считаются зонами с низким пластовым давлением, а, следовательно, и неперспективными.

На рис. 3 приведены результаты реализации операции ГРП по скважине № 3143 Тарасовского месторождения (пласт БП10-11). Из представленных данных видно, что дебит по нефти вырос на 32 т/сут, пластовое (околоскважинное) давление на 10 Мпа.

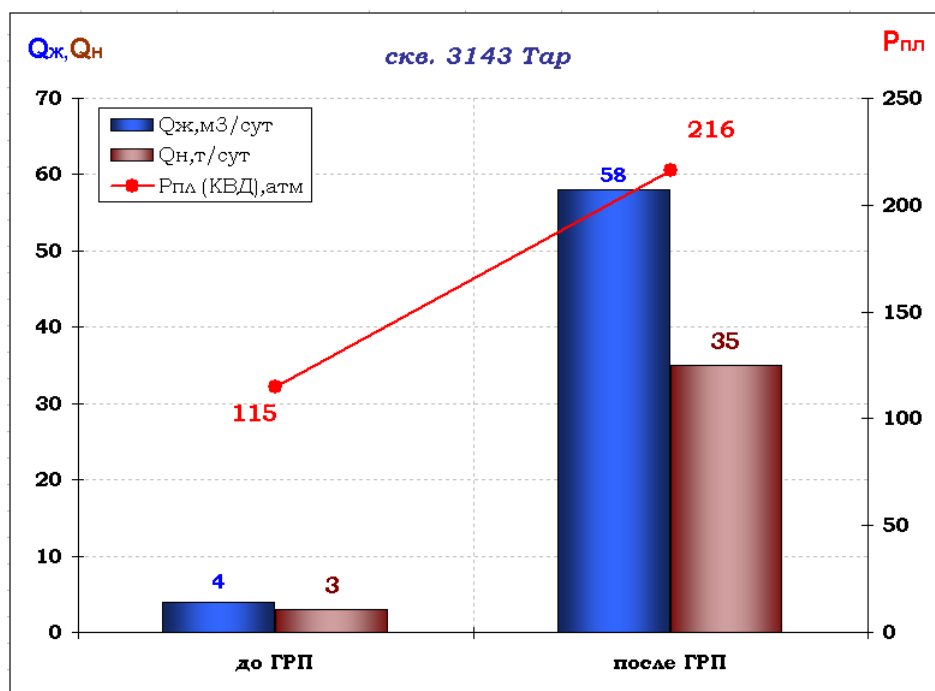


Рис. 3. Эффективность проведения операции ГРП на скважине № 3143 Тарасовского месторождения

В результате установлен факт, что на пластах с выработкой потенциальных запасов не более 75 % проведение гидроразрыва целесообразно независимо от пластового (околоскважинного) давления, даже если околоскважинная зона кольматирована, а скважина работает с низким дебитом или находится в бездействии по причине бесприточности.

Трещина, образованная в результате ГРП, гидродинамически сообщается с довольно удалёнными участками залежи, соединяет удалённую зону пласта со стволом скважины, стабилизирует давление и приток жидкости к скважине. Однако при освоении скважин после ГРП с низким пластовым давлением период их вывода на установившийся режим работы увеличивается, что зачастую обусловлено медленным выносом жидкости разрыва и блокированием ею трещины. В результате начальный дебит нефти после ГРП может оказаться на 60 - 70 % ниже ранее установившегося, так как увеличение дебита скважины происходит медленно – по мере очистки трещины, в течение нескольких недель

или месяца.

Для более успешного применения ГРП и своевременного вывода скважин на режим при интенсификации разработки коллекторов с низким пластовым давлением, целесообразнее применение пенного и азотного ГРП. Данные методы позволяют увеличить проводимость трещины и способствуют быстрой обработке скважины за счёт энергии закачанных агентов, а также ограничивают рост трещины в высоту, так как, в частности, азот имеет высокую сжимаемость.

В таких пластах особенно актуально использование смеси углеводородной жидкости разрыва и сжиженной углекислоты, либо сжиженной двуокиси углерода с добавкой азота. Двуокись углерода вводится в пласт в сжиженном состоянии, а выносится в виде газа. Это позволяет ускорить вынос жидкости разрыва из пласта и предотвратить негативные эффекты, имеющие место преимущественно в низко проницаемых коллекторах – блокирование трещины жидкостью разрыва, ухудшение фазовой проницаемости вблизи трещины, изменение капиллярного давления и смачиваемости породы и т.д. Низкая вязкость таких жидкостей разрыва компенсируется при проведении операций ГРП более высоким темпом их нагнетания. Благодаря использованию азотированных и пенных жидкостных систем становится возможным успешно осуществлять промывку забоя скважин без потери циркуляции жидкости в случае если пластовое давление составляет 0,3 - 1,0 от гидростатического. При освоении скважин после ГРП целесообразно применение технологии гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ), способствующей «вымыванию» жидкости и субстанций, ухудшающих коллекторские свойства пласта. В этом случае остаточная проницаемость трещины является максимально приближенной к первоначальной.

Выводы

1. Успешное проведение операций ГРП на двух скважинах с низким пластовым давлением месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз» позволило разработать концепцию подбора скважин с низким пластовым давлением для

проведения операций ГРП. В результате выполнено 5 операций ГРП с суммарным приростом дебита нефти 110т/сут.

2. Предложенная концепция подбора скважин для проведения операций ГРП на скважинах с низким пластовым давлением позволит проводить ГРП на скважинах, расположенных в ранее нерентабельных зонах, увеличить добычу нефти и повысить коэффициент нефтеотдачи пластов, даст возможность доизвлечения запасов нефтяных месторождений.

Использованные источники:

1. Справочная книга по добыче нефти / под ред. Ш.К. Гиматудинова, М.: Недра, 1974. 179с.

2. Barree R.D., Mukherjee H. Design Guidelines for Artificial Barrier Placement and Their Impact on Fracture Geometry, SPE 29501, Production Operations Symposium, Oklahoma City, USA, 1995.

3. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. М.: Наука, 2002. 95с.

4. Economides M.J., Martin T. Modern Fracturing. EnergyTribunePublishingInc., 2007.