

МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ВЛИЯНИЯ КОЛЬМАТАЦИИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Швецов Д.И., Полякова Н.С.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: nurgalieva.ra@mail.ru

Высокое фильтрационное сопротивление в призабойной зоне скважины может быть обусловлено геологическими характеристиками нефтяного пласта, физическими свойствами добываемой жидкости или кольматацией призабойной зоны пласта, то есть частичной закупоркой микроканалов пористой среды в результате проведения технологических мероприятий. Засоренные твердыми частицами бурового раствора фильтрационные каналы пород приводят к тому, что в процессе гидроразрыва пласта возникают дополнительные давления в призабойной зоне пласта. Это влияет на успешность проведения операции ГРП в целом. Используя ступенчатое снижение расхода после тестового ГРП, можно установить природу высоких аномальных пластовых давлений. Одним из методов снижения влияния кольматации при гидравлическом разрыве пласта является метод дренирования. Метод дренирования заключается в повышении давления на забое скважины с последующим резким снижением расхода, что приводит к разрушению кольматированной породы призабойной зоны пласта.

Ключевые слова: нефть, перфорация, гидроразрыв пласта, пескоструйный перфоратор, струйный гидроразрыв пласта, кольматация.

METHODS OF REDUCING THE INFLUENCE OF BOTTOMHOLE FORMATION ZONE MUDDING DURING FRACTURING

Shvetsov D.I., Polyakova N.S.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen", Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: shvetsov.di@gmail.com

High filtration resistance in the near-wellbore region may be due to the geological characteristics of the oil reservoir, the physical properties of the produced fluid or mudding bottomhole formation zone, that is, partial occlusion of the micro-channels of the porous medium as a result of technological measures. Clogged solids drilling fluid filtration channels of rocks leads to the fact that in the process of fracturing additional pressure arise in the bottomhole formation zone. This affects the success of the operation as a whole fracturing. Using a stepwise reduction of the flow after fracturing test, can determine the nature of the anomalous high reservoir pressures. One method of reducing the influence of clogging in hydraulic fracturing is a method of drainage. drainage method is to increase the pressure on the bottom of the well, followed by a sharp decline in consumption, which leads to the destruction of clogged rocks bottomhole formation zone.

Keywords: oil, perforation, fracturing, sand hammer, hydraulic fracturing jet, mudding.

Высокое фильтрационное сопротивление в призабойной зоне скважины может быть обусловлено геологическими характеристиками нефтяного пласта, физическими свойствами добываемой жидкости (высоковязкие и высокопарафинистые нефти) или кольматацией призабойной зоны пласта (ПЗП), то есть частичной закупоркой микроканалов пористой среды, в результате проведения технологических мероприятий.

К таким технологическим мероприятиям можно отнести:

- бурение скважины и цементирование обсадной колонны;
- освоение и глушение скважин (с применением промывочных жидкостей и жидкостей глушения);
- перфорация;
- ремонтно-изоляционные работы;
- эксплуатация скважины и др.

Под кольматацией понимают загрязнение призабойной зоны буровым раствором при вскрытии продуктивного пласта, ухудшение свойств призабойной зоны при цементации, перфорации продуктивного интервала, набухании глин.

Во время вскрытия продуктивного пласта бурением происходит проникновение глинистых частиц из бурового раствора в приводящие фильтрационные каналы породы. Как правило, продуктивные пласты вскрываются при давлениях, значительно превышающие пластовое. Для предотвращения нефтегазопроявлений при бурении приходится создавать гидростатическое давление столба жидкости (бурового раствора) значительно превышающее пластовое давление. Величина гидростатической репрессии зависит от плотности бурового раствора, высоты столба жидкости и пластового давления.

Помимо гидростатического давления столба жидкости при бурении могут возникать гидродинамические репрессии на пласт, часто имеющие пульсирующий характер. Они возникают при спускоподъемных операциях, пульсирующей подачи жидкости, остановке насоса, образовании сальника в затрубном пространстве и на долоте. Установлено, что гидродинамический перепад давления повышается с глубиной спуска буровой колонны, увеличением скорости спуска колонны, ростом числа спускоподъемных операций. Особенно высокие значения гидродинамических давлений возникают в процессе быстрого спуска буровой колонны, и они могут достигать 4-10 МПа. Набухание глинистых частиц представляет собой достаточно сложное явление, возникающее при проникновении в пласт пресной воды или воды другой минерализации. Оно происходит в результате нарушения физико-химического равновесия между глиной, пластовой водой и водой, проникающей в пласт по какой либо причине.

Основываясь на эмпирических данных, полученных за период работы ОАО «Сургутнефтегаз», а именно Сургутского УПНПиКРС в области гидравлического разрыва пласта можно сделать вывод, что засоренные твердыми частицами бурового раствора фильтрационные каналы пород приводят к тому, что в процессе гидроразрыва пласта (ГРП) возникают дополнительные давления в призабойной зоне пласта. Это в свою очередь существенно влияет на успешность проведения операции ГРП в целом. Также добавочное давление может быть обусловлено различными ограничениями вблизи ствола скважины: извилистым путем потока через микрозазор между цементом и породой, ограниченным количеством перфораций, соединяющих с трещиной, многочисленными ответвлениями трещины, переориентацией трещины по мере ее распространения от ствола скважины и т.д. Измеренное давление превышает давление внутри трещины и зависит от расхода. Коллектор высокой проницаемости, для которого расход распространения относительно велик, имеет весьма значительный компонент трения, из-за чего давление распространения значительно превышает давление смыкания. Кроме того, как трение в зоне перфорации из-за кольматации, так и извилистость зависят от расхода и увеличиваются с ростом расхода.

Используя ступенчатое снижение расхода после тестового ГРП, можно установить природу высоких аномальных пластовых давлений, при их наличии.

Они могут влиять на график зависимости давления от расхода таким образом, что участок распространения не попадет на прямую линию и наклон будет отличаться от того, каким он должен быть. Эти точки данных могут смещаться, и, в зависимости от их смещения, можно сделать вывод о причине высоких давлений, это может быть как кольматация и извилистость, так и трение в перфорационных отверстиях. При наличии большого трения в зоне перфорации маловероятно получение эффекта от проработки призабойной зоны пласта мелким проппантом и с увеличением расхода, ведь увеличение расхода приводит к резкому увеличению давления и невозможности закачки проппанта в пласт.

8 октября 2015 года был произведен анализ тестового ГРП на кусту 188, скважина 5680Гр Северо-Лабатьюганского месторождения.

На рисунке 1 представлен график проведения тестового ГРП. При проведении тестового ГРП было закачено 53.4 м³ жидкости и получены следующие давления: разрыва - 463 атм., рабочее - 480 атм., конечное - 491 атм., мгновенное - 240 атм., открытия гидравлического порта - 300 атм. На графике явно выражена высокая степень кольматации ПЗП, о чем свидетельствует высокое рабочее давление, а также отсутствие изменения мгновенного давления по выраженной затухающей амплитуде (гидравлический удар).

5680Гр куст 188 Северо-Лабатьюганское 08.10.15 МСГРП

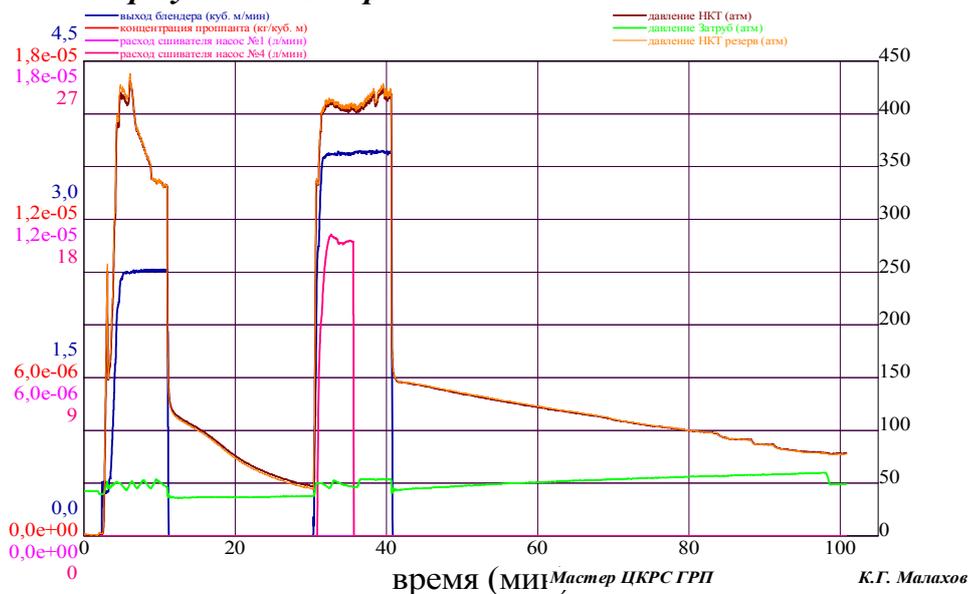


Рисунок 1 – Тестовый ГРП

Основываясь на полученных данных можно сделать вывод, что в данном случае имеет место высокая кольматация ПЗП и закачка пропанта в пласт со стандартным расчетом не подходит ввиду высокого шанса получения режима «Стоп».

В результате произведено изменение дизайна закачки. Увеличена начальная стадия закачки геле-пропантовой смеси с концентрацией 100 кг/м³ до объема 30 м³ вместо 16 м³ запланированных первоначально и до 17 м³ с концентрацией пропанта 100-200кг/м³ фракции 30/60 с целью проработки призабойной зоны пласта, а также с целью контроля прохода зоны перфорации и призабойной зоны на первых стадиях закачки.

В результате изменения дизайна закачки был успешно проведен первый этап многосекционного ГРП на кусту 188, скважина 5680Гр Северо-Лабатьюганского месторождения. На последующих этапах проблем с кольматацией призабойной зоны не возникло и изменения дизайна с целью проработки призабойной зоны не потребовалось. На рисунке 2 представлен график закачки при многосекционном ГРП на Северо-Лабатьюганском месторождении.

Также одним из методов снижения влияния кольматации ПЗП при гидравлическом разрыве пласта является метод дренирования. На рисунке 3 представлен пример дренирования ПЗП на скважине 5504Гр (куст 181) Северо-Лабатьюганского месторождения.

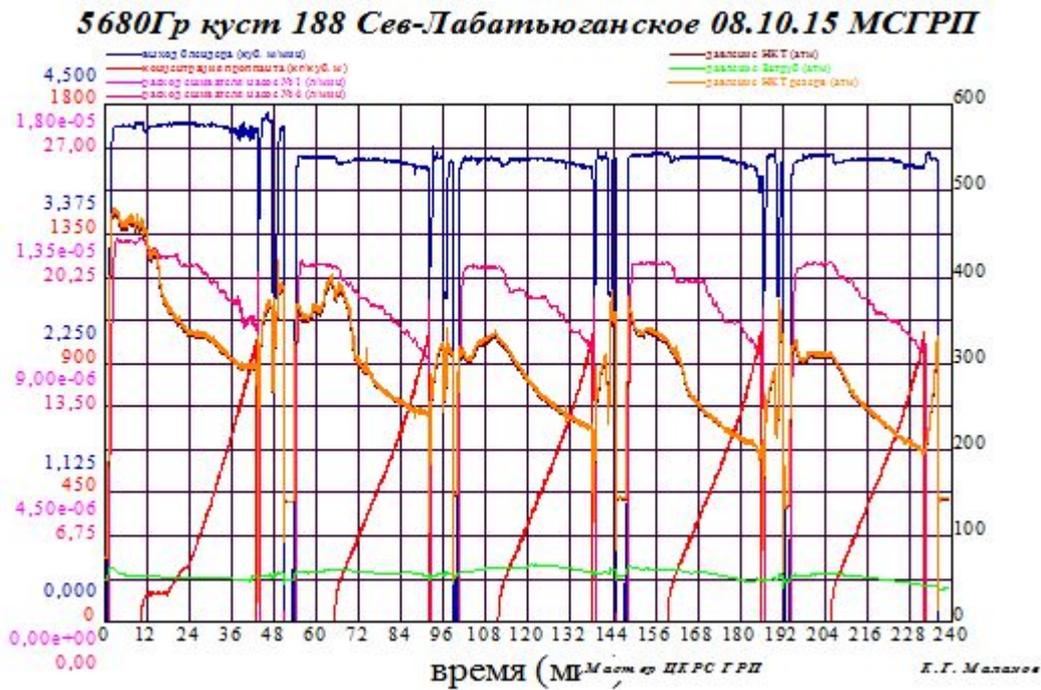


Рисунок 2 – График изменения давления при многосекционном ГРП
5504Гр к 181 С-Лабатьюганское 08.04.15 МС ГРП

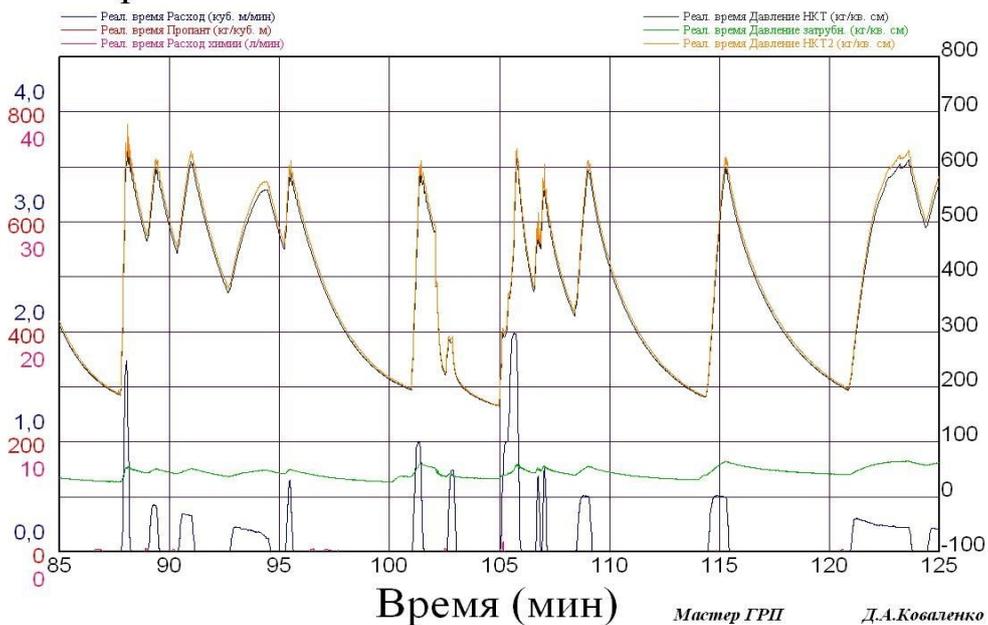


Рисунок 3 – Изменения давления при дренировании

Метод дренирования заключается в повышении давления на забое скважины с последующим резким снижением расхода, соответственно и давлением, приводящим к разрушению кольматированной породы призабойной зоны пласта. Примером успешного дренирования является проведенный МС ГРП на кусту 1104, скважина 10644, где после тестового ГРП было принято и согласовано решение проведения дренирования, давление на устье скважины не превышало 40 МПа.

За год было произведено 56 многосекционных ГРП, из которых в 10 случаях применялась проработка ПЗП мелким проппантом. В двух случаях произошли осложнения: на первом этапе в скважине 620 (куст 40) Западно-Чигоринского месторождения, на втором этапе в скважине 3512 (куст 80Б) Русскинского месторождения. Использование проработки, как метода снижения влияния кольматации ПЗП, оправдано, это является эффективным средством по снижению влияния кольматации на процесс проведения ГРП, позволяющим безопасно определить возможность закачки в пласт требуемого объема проппанта.

Литература.

1. Галкин В.И. Исследование влияния геологических показателей на эффективность ГРП / В.И. Галкин, А.В. Растегаев, И.А. Козлова // Нефтепромысловое дело. — 2013. — № 9. — С. 54-57.
2. Кочетков Л.М. Применение «струйного» ГРП на месторождения ОАО «Сургутнефтегаз» / Л.М. Кочетков, В.Н. Журба, Г.А. Малышев, А.В. Желудков // Бурение нефть. — 2009. — № 1. — С. 27-29.
3. Лесь И.В. О проведении «струйного» гидроразрыва пласта // Бурение и нефть. — 2010. — № 3. — С. 32-36.
4. Синцов И.А. Сравнение эффективности применения гидроразрыва пласта и бурения горизонтальных скважин для условий верхнеюрских пластов Нижневартовского свода / И.А. Синцов, А.А. Александров, И.А. Ковалев // Нефтепромысловое дело. — 2014. — № 4. — С. 41-44.
5. Снарев А.И. К расчету гидropескоструйной перфорации глубоких скважин / А.И. Снарев, А.М. Маркелова, И.З. Сагдулин // Бурение нефть. — 2013. — № 7-8. — С. 25-27.