

Жылышбек уулу Д.

Магистрант

2 курс, Кафедра «РЭНГМ»

Тюменский Индустриальный Университет

Россия г. Тюмень

Павловская Л.Ю.

Магистрант

1 курс, Кафедра «БНиГС»

Тюменский Индустриальный Университет

Россия г. Тюмень

Полуянов М.Г.

Ведущий инженер ЗСФ ФБУ «ГКЗ»

Россия г. Тюмень

Пятыгина Д.Н.

Ведущий инженер ЗСФ ФБУ «ГКЗ»

Россия г. Тюмень

ПРОВЕДЕНИЕ ГРП С ПРИМЕНЕНИЕМ МОДИФИКАТОРОВ ФАЗОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ

***Аннотация:** В данной статье рассмотрена технология гидравлического разрыва пласта, сущность и методика проведения данной технологии, её особенности в сравнении со стандартными методами гидравлического разрыва пласта, критерии подбора скважин, а также эффективность проведения в сравнении со стандартными методами гидравлического разрыва пласта.*

***Ключевые слова:** ГРП, модификаторы фазовой проницаемости, скважина.*

***Annotation:** This article discusses the technology of hydraulic fracturing, the nature and methodology of carrying out this technology, its features in comparison with standard methods of hydraulic fracturing, selection criteria for wells, and the*

effectiveness of the comparison with standard methods of hydraulic fracturing.

Key words: *Hydraulic fracturing, phase permeability modifiers, well.*

На соседних скважинах №2533 и №2534 (рисунок) в апреле 2012 г. выполнены ГРП с модификаторами фазовой проницаемости DeltaFrac, CW-Frac на пласт АВ₁₋₂, в мае 2012 г. скважины запущены в работу.

Скважина №2533 Ватьеганского месторождения находится на расстоянии 330 м от ближайшей нагнетательной скважины №4819У (накопленная закачка 64,5 тыс.м³). Между скважинами отмечается хорошая гидродинамическая связь (при увеличении приемистости происходит рост обводненности).

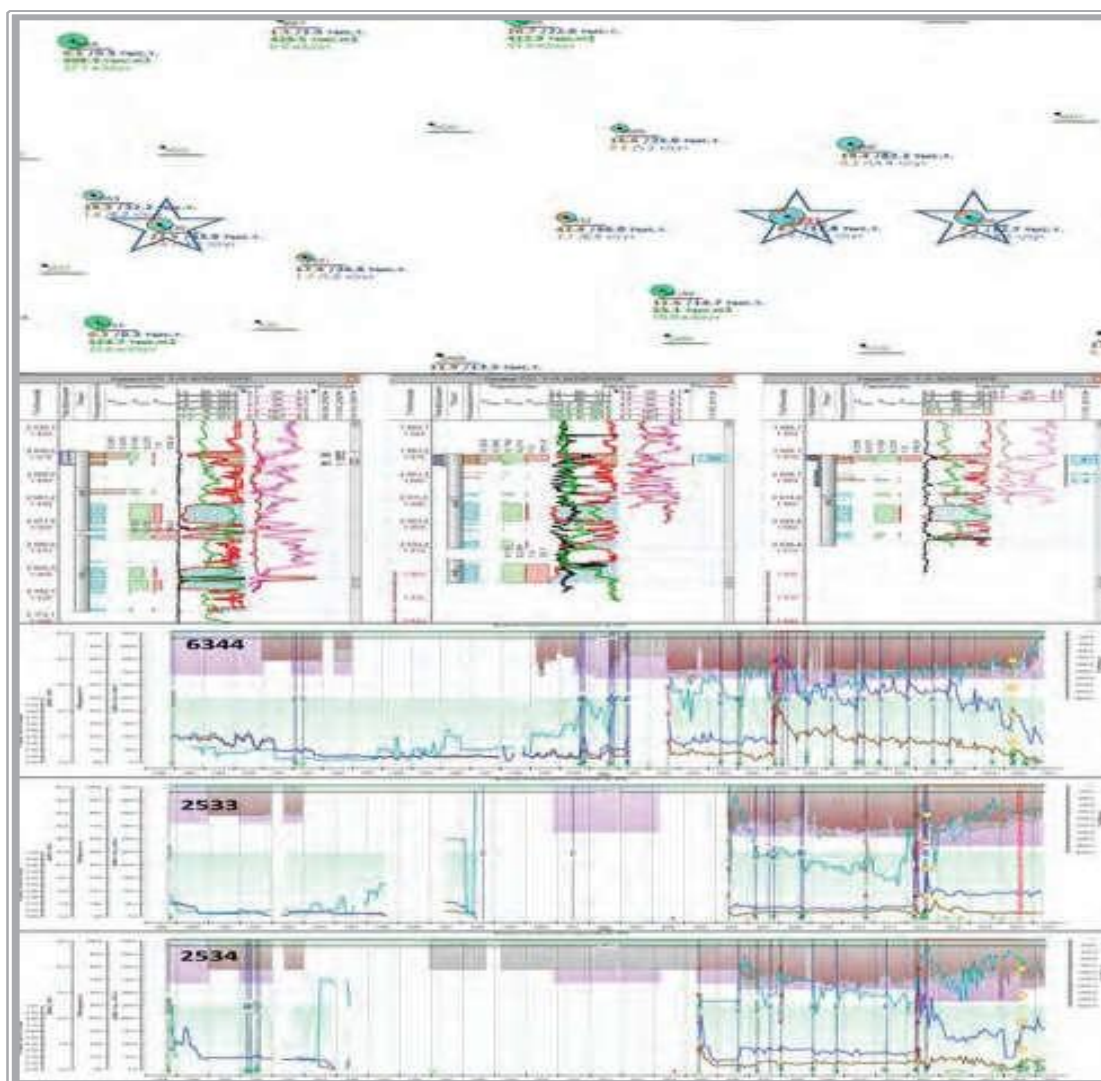


Рисунок1. Выкопировка из карты текущего состояния разработки по состоянию на 01.10.2009г., геологический разрез скважин №№ 6340,2533,2534;

технологические показатели работы скважин №№ 6340, 2533, 2534;

На скважине №2533 согласно дизайну планировали закачать 10 т. пропаната. По результатам мини – ГРП масса пропаната снижена до 7 т., максимальная концентрация пропаната снижена с 900 до 800 кг/м³, изменен график закачки брейкера WB - CapHT с ростом концентрации 1,0 – 1,4 кг/ м³. Закачка основного ГРП была проведена без осложнений.

До ГРП скважина №2533 работала по пласту АВ₁₋₂ с дебитом жидкости 5 т./сут., дебитом нефти 2 т./сут. И обводненностью 60%. В месяц запуска в работу после ГРП скважина отработала 1 день и данные показатели составили 27 т./сут., 4,6 т./сут., и 82,5% соответственно. Уже на следующий месяц дебит нефти упал до уровня ниже базового – до 1,2 т./сут., дебит жидкости снизился до 9 т./сут., обводненность составила 87%.

Скважина №2534 Ватъеганского месторождения с 1988г. эксплуатируется по пласту АВ₁₋₂. В период до ГРП уровень обводненности по скважине изменяется в диапазоне от 50 до 60%. Скважина находится на расстоянии 790м от ближайшей нагнетательной скважины №4819У (накопленная закачка 64,5 тыс.м³).

На скважине №2534 дизайн предусматривал закачку 10т., пропаната с применением технологий DeltaFraci CW–Frac. По результатам Мини – ГРП массу пропаната уменьшили до 7 т., максимальную концентрацию пропаната снизили с 900 до 800 кг/м³, изменили график закачки WB–CapHT с ростом концентрации 1,0 - 1,4 кг/м³. Концентрация МОП составила 10 л/м³, общий объем CW–Frac – 12 м³. Закачка основного ГРП была проведена без осложнений.

До ГРП скважина №2534 работала с дебитом жидкости 4 т./сут., дебитом нефти – 2 т./сут., и обводненностью 50%. В месяц запуска скважина отработала одни сутки с дебитом жидкости 19 т./сут., дебитом нефти – 5 т./сут., и обводненностью 73,3%. В следующем месяце дебиты жидкости и нефти снизились до 10 и 1,1 т./сут., обводненность выросла до 89%

Отсутствие эффекта по нефти по скважинам №2533 и №2534 обусловлено подключением трещинной ГРП водоносной части пласта, что подтверждается

дизайнами ГРП и низкой концентрацией CW-Frac (FDP-W905 - 08) -10 л/м³, не позволившей снизить фазовую проницаемость по воде в должной степени (тогда как при большом значении проницаемости по воде необходимо увеличить концентрацию в пределах 67 – 100 л/м³).

Согласно критериям SKHalliburton, скважины относятся к категории с пониженной эффективностью: ГРП в условиях высокого исходного контраста проницаемости (проницаемость по водонасыщенной части выше в 10 раз и более), если потенциал из водонасыщенной зоны пласта.

На соседней добывающей скважине №6430 был выполнен в 2007 г. стандартный ГРП с массой пропаната 4,2 т., на пласт АВ₁₋₂. До ГРП скважина работала с дебитом нефти 4,8 т./сут., дебитом жидкости – 5,8т./сут., и обводненностью 69%. Через месяц после ГРП дебиты нефти и жидкости составили 12,3 и 20,4 т./сут., соответственно, обводненность - 40%. В течение года продолжается постепенное снижение дебитов жидкости и нефти (но они не снижаются ниже базового уровня), которое сопровождается ростом обводненности.

Таким образом, проведение ГРП на скважинах №№2533 и 2534 с применением технологии CW-Frac было нецелесообразным, поскольку эффективность стандартного ГРП на соседней скважине выше.

Библиографический список:

1. Проект разработки Ватьеганского месторождения, СК «ПетроАльянс» (протокол ЦКР №2960 от 23.01.2003 г.)
2. Магадова Л.А. Разработка жидкостей разрыва на водной и углеводородной основах и технологий их применения для совершенствования процесса гидравлического разрыва пласта. Дис. Доктора технических наук.- Москва, 2007.
3. Магадова Л.А., Силин М.А., Малкин Д.Н., Гаевой Е.Г., Мариненко В.Н., Магадов В.Р. Новые реагенты для гидравлического разрыва пласта // Территория Нефтегаз. - № 11. – 2011.-С. 48-51.