

Рис. 3 Гидродинамическое моделирование на элементе разработки

Результат моделирования при использовании полученных фазовых проницаемостей представлен на Рисунке 3б. Очевидно, что модель с модифицированным коэффициентом Дикстра – Парсонса является более консервативной, и за время расчета, равное 25 годам, достигнутый КИН составил 0.211, при 0.232 для модели без модифицирования фазовых проницаемостей. Более того, происходит более серьезный прорыв воды от ППД, что влияет на NPV.

Таким образом, метод можно считать применимым для простых моделей с достаточно высокой степенью неопределенности, например, при вероятностных расчетах разработки. Однако учитывая достаточно серьезные предположения при использовании этого подхода, следует обдуманно относиться к полученным результатам и сравнивать его с историей работы скважин.

#### Литература

1. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. -М. Недра, 1986. - 608 с.
2. Дейк Л.П., Основы разработки нефтяных и газовых месторождений. -М. ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. -570 с.
3. Louis H. Reiss, The reservoir engineering aspects of fractured formations. – Paris, 1080. – 110р.

### ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА ПО ТЕХНОЛОГИИ NiWAY НА ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.С. Баскакова, К.А. Филиппов

Научный руководитель - старший преподаватель Е.М. Вершкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Благодаря развитию технологии гидроразрыва пласта (ГРП) за последние несколько лет, извлечение запасов из пластов низкопроницаемых и залегающих на большой глубине становится не только реальным, но и позволяет достигать высоких значений коэффициента извлечения нефти, а также оптимизировать процесс притока пластового флюида к скважине. Цель гидроразрыва, помимо создания набора трещин в породе, на сегодняшний день заключается в управлении инициированием трещин и обеспечении максимально возможной проницаемости после проведения работ [2].

Основной целью гидроразрыва пласта является создание высокопроводящих путей потока выходящих пластовых флюидов. Поэтому необходимо создать достаточно высокую проводимость для трещин, чтобы гарантировать оптимальную производительность добывающих скважины [4]. В случае традиционного ГРП это достигается путём закачки в пласт пропанта и создания с его помощью проводящих каналов. Качество проведенной обработки зависит в первую очередь от качества, используемого пропанта. Трещины «подпираются» открытыми пропантом, поступающим в пласт со специально разработанными жидкостями разрыва, состоящими в основном из воды и различных химических веществ, чтобы обеспечить экономически жизнеспособную добычу углеводородов. Кварцевый песок является основной составляющей пропанта (примерно на 80% от общего объема), за ним следуют песок с полимерным покрытием и керамические пропанты [3].

Технология NiWAY - это революционный вид гидроразрыва пласта. Шаг вперед технологии NiWAY заключается в том, что в данном случае прямой пропорциональности между качеством пропанта и эффективностью ГРП нет. Это обеспечивается созданием открытых каналов внутри трещины, что позволяет существенно повысить гидравлическую проводимость пластовых флюидов по сравнению с традиционной обработкой (рис. 1). В трещине хайвей пропант размещается неоднородно в виде пропантных «колонн», окруженных открытыми каналами.

Следовательно, в HiWAY пропант служит не проводящей средой, а поддерживающим агентом для предотвращения замыкания стенок трещин вокруг каналов.

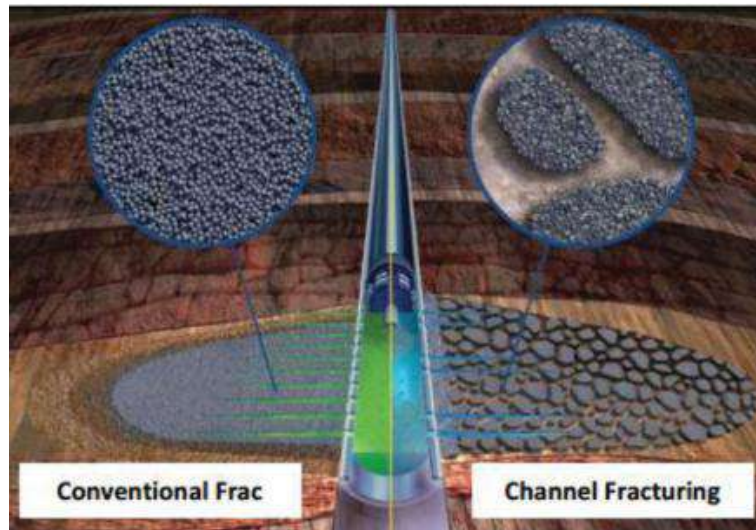


Рис. 1 Схема традиционного гидроразрыва и гидроразрыва по технологии HiWAY [4]

Увеличение проводимости в данном случае производится за счёт создания стабильных открытых каналов, которые в сравнении с традиционным ГРП, меньше подвергаются воздействию внешнего давления. Гетерогенные конгломераты инжектированного пропанта могут поддерживать открытость для транспортировки пластовых флюидов с гораздо меньшим сопротивлением течению. Для предотвращения диспергирования пропанта вводят конгломераты волокнистых материалов. Он связывает между собой пропант, создавая тем самым более плотную и устойчивую к внешнему давлению систему, что позволяет поддерживать открытость трещины на необходимом уровне. Серия открытых каналов внутри гидроразрывов достигается с помощью комплексного подхода к оптимизации графика течения. В результате неоднородного распределения пропанта достигается проводимость трещины в несколько раз больше, чем в обычном непрерывном размещении пропанта [4].

Каналы в трещине создаются за счет сочетания специфического графика закачки, схемы перфорации, дизайна гидроразрыва пласта и волоконной технологии. Хотя HiWAY имеет некоторые сходства с традиционной технологией ГРП, он имеет множество уникальных особенностей, требований и процедур, и поэтому применение HiWAY влияет на полный цикл проектирования, выполнения, оценки эффективности ГРП [1].

График закачки HiWAY показан на рисунке 2. Расписание основано на графике закачки традиционного ГРП, главным образом разница заключается в том, что пропант подается короткими импульсами в течение всех стадий кроме последней.

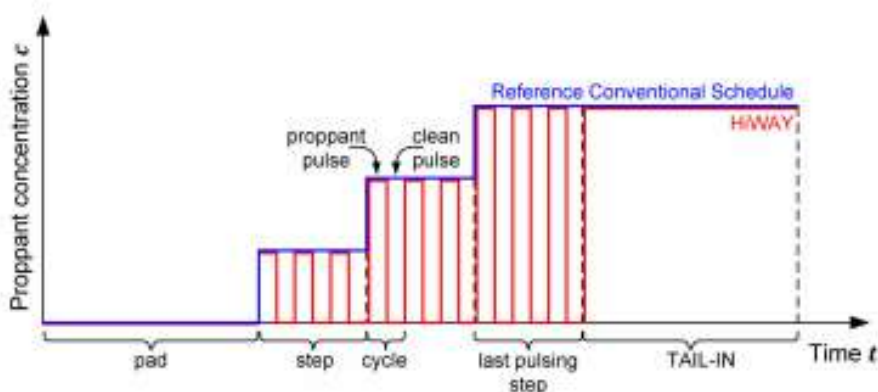


Рис. 2 Пример графика прокачки HiWAY [1]

Внутри каждой стадии пропант подается с плановой концентрацией, количество импульсов зависит от необходимого объема прокачки. Существует два типа импульсов: пропантный импульс (грязный) и чистый импульс (без пропанта, только жидкость разрыва). Два соседних импульса образуют цикл. Импульсы характеризуются концентрацией (которая определяется стадией) и длительностью. Последняя пропантная стадия («tail-in»), проводится как в традиционном ГРП, без импульсной подачи песка и без подачи фибера. Это делается для достижения безопасной и надежной связи между трещиной и стволом скважины.

Данная технология нашла широкое применение на территории Западной Сибири и активно используется как один из способов многостадийного ввода в эксплуатацию новых скважин. В сравнении с традиционным ГРП

данная технология позволяет сократить расход пропанта при прочих равных условиях, а также обеспечить больший прирост дебита нефти по итогам проведения ГРП.

#### Литература

1. HiWAY Operational Guidelines, Novosibirsk Technology Center\Oleg Medvedev, Alexander Mikhaylov, Konstantin Lyapunov\Schlumberger\Release Date:13-Sep-2017
2. Jin, Xiaochun & Shah, Subhash & Sheng, Mao. (2012). Hydraulic Fracturing Model Based on Nonlinear Fracture Mechanics: Theory and Simulation. Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 5. 10.2118/159909-MS.
3. Koplos, Jonathan & Tuccillo, Mary Ellen & Ranalli, Brent. (2014). Hydraulic fracturing overview: How, where, and its role in oil and gas. Journal - American Water Works Association. 106. 38-56. 10.5942/jawwa.2014.106.0153.
4. Wang, Wendong & Yuan, Bin & Yuliang, Su & Sheng, Guanglong & Yao, Wei & Gao, Hui & Wang, Kai. (2017). A composite dual-porosity fractal model for channel-fractured horizontal wells. Engineering Applications of Computational Fluid Mechanics. 12

### ОБОСНОВАНИЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ С ПОМОЩЬЮ ПОСТРОЕНИЯ ЗАВИСИМОСТЕЙ

А.О. Безуглов, В.П. Соломатин

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

**Аннотация:** В данной статье описывается подход к определению коэффициента остаточной нефтенасыщенности на основании зависимостей. Рассматриваются прочие методики определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности.

**Ключевые слова:** коэффициент остаточной нефтенасыщенности, лабораторные исследования керна, проект разработки месторождения, коэффициент корреляции.

#### Введение

На данный момент в работах, связанных с подсчетом запасов углеводородов и созданием проектной документации на разработку нефтяных месторождений, для определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности ( $K_{он}$ ) требуется приводить обоснование с использованием математических зависимостей для возможности изменения  $K_{он}$  в зависимости от геолого-физических характеристик объектов разработки. В свою очередь  $K_{он}$  непосредственно влияет на значение коэффициента извлечения нефти, коэффициента вытеснения и на общие извлекаемые запасы, поэтому неточности при его определении могут привести либо к потере потенциально возможной прибыли для недропользователя, либо, наоборот – к лишним материальным издержкам [2].

Среди существующих методов определения значений  $K_{он}$  имеется способ построения определения через построение зависимости  $K_{он} * \rho_{ого} = K_{нн} * \rho_{ого}$  [3]. Умножение обоих значений  $K_{он}$  и  $K_{нн}$  искусственно завышает коэффициент корреляции, поэтому не рекомендуется для применения. Обратный расчет значений  $K_{он}$  с использованием уравнения линии тренда графика показывает отклонение от исходных значений в пределе от 4 до 120%.

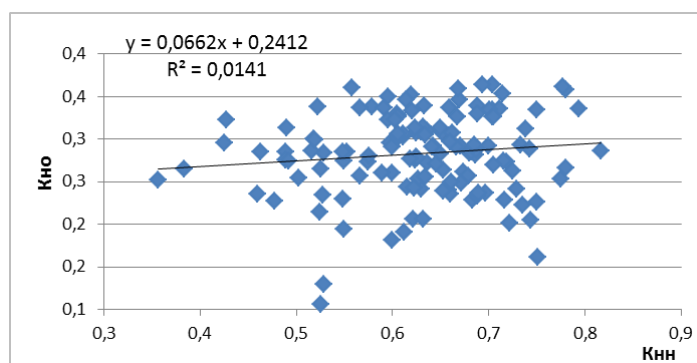


Рис. 1 График распределения значений коэффициента остаточной нефтенасыщенности в зависимости от значений коэффициента начальной нефтенасыщенности

Другим способом определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности является усреднение значений керновых исследований. Проблемой данного метода может являться перенасыщение керновых образцов в лабораториях, особенно при насыщении с помощью центрифугирования, как следствие – завышенные значения  $K_{он}$ , которые в дальнейшем могут негативно отразиться на определении коэффициента вытеснения и коэффициента извлечения нефти [1].

Авторским вариантом для определения  $K_{он}$  является получение зависимости значений  $K_{он}$  от связанных с ним величин, таких как коэффициент начальной нефтенасыщенности ( $K_{нн}$ ), пористости или проницаемости.