

**ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ, КАК ОДИН ИЗ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ.
ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ И МЕТОДОВ ПРОВЕДЕНИЯ ПВР НА ПОТЕНЦИАЛЬНЫЙ ДЕБИТ СКВАЖИНЫ****ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ, КАК ОДИН ИЗ МЕТОДОВ
ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ.
ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ И МЕТОДОВ ПРОВЕДЕНИЯ
ПВР НА ПОТЕНЦИАЛЬНЫЙ ДЕБИТ СКВАЖИНЫ.**

В.Н. Холод, главный геолог ЗАО «БашВзрывТехнологии»

Обеспечение бесперебойной работы скважин с режимами, соответствующими потенциалу геологического объекта, гарантирует наиболее полную выработку запасов углеводородов из залежи.

От величины начального дебита скважины может зависеть не только последующий период эксплуатации, степень рентабельности, но и величина отобранных запасов нефти.

В сложившейся ситуации в процессе первичного и вторичного вскрытия в призабойной зоне пласта (ПЗП) происходят необратимые физико-химические процессы: кольтатация ПЗП частицами глинистого и цементного материала, проникновение в ПЗП фильтратов растворов, жидкостей глушения, вскрытия и освоения. В результате этого происходит изменение свойств дисперсионной среды и дисперсной фазы, изменение свойств жидкостей глушения, вскрытия и освоения, изменение свойств флюидов по причине термодинамической неустойчивости забойных условий. В процессе бурения горные породы испытывают растягивающие и сжимающие напряжения, что приводит к объемной перестройке структуры порового пространства дилатансии, которая может привести к снижению продуктивности скважины. «Дилатансия также может происходить в результате изменения адсорбционной способности горной породы. Фильтрация флюидов в местах сужения порового пространства сопровождается их закупориванием коллоидными частицами или продуктами окисления флюидов облитерацией. Приведенные выше процессы, в конечном результате, сказываются на качестве гидродинамической связи пласта со скважиной» (И.Т. Мищенко).

Надежную гидродинамическую связь пласта со скважиной должно гарантировать качественное вторичное вскрытие пласта. Но что есть оценка качественного вскрытия?

Существуют различные методики оценки эффективности вторичного вскрытия пластов. С целью проведения адекватной оценки применения перфорационных систем для вторичного вскрытия пласта представляется возможным моделирование влияния на приточную характеристику скважины геометрических параметров создаваемого перфорационного канала, плотности перфорации, степени вскрытия пласта перфорацией, режима проведения перфорации.

**ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ, КАК ОДИН ИЗ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ.
ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ И МЕТОДОВ ПРОВЕДЕНИЯ ПВР НА ПОТЕНЦИАЛЬНЫЙ ДЕБИТ СКВАЖИНЫ**

Подходя к вопросу об эффективном применении кумулятивных зарядов необходимо отметить, что выбор метода и оптимальной плотности перфорационных отверстий на один погонных метр эксплуатационной скважины осуществляется путем сравнения дебитов скважин при различных условиях вскрытия. Изменение продуктивности скважины оценивается по относительной продуктивности, или, другими словами, по коэффициенту совершенства вскрытия пласта кумулятивной перфорацией (отношение коэффициента продуктивности скважины, рассчитанного для случая заканчивания скважины кумулятивной перфорацией, к величине коэффициента продуктивности скважины, который имела бы скважина для варианта заканчивания с открытым забоем).

Экспериментальное изучение пробивной способности перфораторов, проводимое при стендовых испытаниях, дает возможность оценить геометрию перфорационных каналов по результатам прострела обсадных колонн, цементного кольца и горной породы, находящейся за ними. Показатели геометрии создаваемых перфорационных каналов, по сути, характеризуют площадь фильтрации, через которую флюид истекает из пористой среды в перфорационный канал через околоканальную зону и далее в скважину. Эти динамические процессы в значительной степени влияют на характеристику работы скважины, но в достаточной степени не изучены по причине сложности своей природы и других факторов. Согласно закону Дарси, возможно определение коэффициента продуктивности скважины, физический смысл которого есть не что иное, как дебит скважины при единичной депрессии на пласт. Соответственно мы можем определить его для двух вариантов заканчивания скважины. Принимая во внимание тот факт, что величины коэффициентов продуктивности скважин определены при равнозначных условиях созданной модели фильтрации жидкости в пористой среде, за исключением модуля представления перфорации, представляется возможным определить собственно величину коэффициента совершенства вскрытия пласта перфорацией. Как соотношение фактического коэффициента продуктивности скважины для варианта заканчивания с вторичным вскрытием пласта перфорацией определенными зарядами к коэффициенту продуктивности скважины соответствующему идеальному варианту заканчивания скважины, т.е. варианту отсутствия потерь энергии флюида при фильтрации через призабойную и околоканальную зоны пласта, связанные с совершенством технологии заканчивания, при величине скин-фактора вскрытия пласта перфорацией равной нулю.

В результате проведенных расчетов существует явная зависимость скин-фактора вторичного вскрытия пласта перфорацией от площади фильтрации околоканальной зоны пласта, по которому выявляется зависимость достигнутого скин-фактора от площади околоканальной зоны пласта. Это можно объяснить тем, что с увеличением удельной поверхности перфорационного канала происходит снижение скорости перетока сквозь околоканальную зону пласта и, соответственно, снижаются потери давления на трение флюида в околоканальной зоне пласта. Данное условие в сочетании с глубоким проникновением за зону кольтматации и оптимальными

**ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ, КАК ОДИН ИЗ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ.
ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ И МЕТОДОВ ПРОВЕДЕНИЯ ПВР НА ПОТЕНЦИАЛЬНЫЙ ДЕБИТ СКВАЖИНЫ**

условиями вскрытия дает истинный (потенциальный) дебит. Остается только выбрать оптимальные условия вскрытия в зависимости от региональных особенностей и тип или типы кумулятивных зарядов, обеспечивающие потенциальный дебит углеводородного сырья.