

$$P_D = \sqrt{\pi D_{x_f}}$$

Билинейный режим представляет собой комбинацию двух линейных потоков. Наиболее характерная модель – работа однородного изотропного пласта с аномально высокой проницаемостью. Линии тока в данном режиме течения ориентированы в коллекторе перпендикулярно друг к другу. Билинейный режим характерен для вертикальных трещин гидроразрыва, когда безразмерная проводимость трещины достигает определенных значений  $F_{CD} < 200$ , то есть в трещинах конечной проводимости. Часто билинейный режим течения также замаскирован эффектом влияния ствола скважины. Уравнение безразмерного давления, характеризующее данный режим течения записывается в виде:

$$P_D = \frac{2,45083}{\sqrt{F_{CD}}} \sqrt[4]{t_{DL_f}}$$

Псевдорadiaльный режим течения возникает, когда на форму воронки депрессии перестают оказывать влияние особенности скважины, такие как трещина ГРП или горизонтальный ствол. Необходимым условием для возникновения данного режима является достаточная протяженность пласта по простиранию. На ранних этапах при данных условиях реализуется эллиптический режим из-за преобладания влияния геометрии трещины ГРП или горизонтального ствола скважины. Уравнения безразмерных давления и времени представлены в виде: [2]

$$P_D = -\frac{1}{2} Ei - \ln\left(\frac{1}{4t_{D_{ref}}}\right), \quad t_D = \frac{0,00036 kt}{\phi \mu c_i r_{eff}^2}$$

Характер влияния трещины на давление в скважине меняется во времени. Сначала (при линейном и билинейном режимах течения) давление контролируется формой трещины. Затем (при радиальном режиме течения) трещина проявляет себя как одна из составляющих интегрального радиального скин-фактора. Причем ее воздействие, как правило, преобладает.

#### Литература

1. Эрлагер Р. Гидродинамические исследования скважин. – М. -Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 481 стр.
2. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 232 с.

### ВЛИЯНИЕ НЕУСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ТЕЧЕНИЯ НА СНИЖЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН С ТРЕЩИНАМИ ГИДРОРАЗРЫВА

А.А. Никонов, М.Е. Сундетов

Научный руководитель – профессор П.Н. Зятиков

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Рентабельность разработки низкопроницаемых пластов обеспечивает проведение гидравлического разрыва пласта как на нововведенных скважинах, так и в рамках проведения геолого-технических мероприятий. После проведения гидроразрыва в пласте проявляются неустановившиеся режимы течения, отличные от радиального, во время которых происходит дополнительное снижение производительности скважин. Точная оценка снижения коэффициента продуктивности на неустановившихся режимах течения имеет важное значение для эффективного планирования разработки месторождения и подбора подземного оборудования при пуске скважин в эксплуатацию.

Актуальность данной темы заключается в разработке аналитических методов оценки производительности скважин. Высокая эффективность извлечения трудноизвлекаемых запасов достигается при помощи создания математических моделей и программных продуктов, позволяющих подбирать эффективные методы разработки низкопроницаемых пластов. Также важным нюансом является расчет технологических показателей работы скважин при наличии трещин ГРП.

Целью данной работы является оценка влияния неустановившегося режима течения на количественное снижение коэффициента продуктивности скважин с гидроразрывом Вахского месторождения.

Вахское месторождение характеризуется следующей особенностью: все объекты разработки локализованы в общем контуре нефтеносности. Дополнительно за счет ГТМ (гидроразрыв пласта, бурение боковых стволов, переводы, бурение эксплуатационных скважин) добывается до 50% нефти. Наибольшая доля дополнительной добычи нефти приходится на ГРП и выполненные на другие пласты ЗБС.

Ввиду того, что при превышении фактически выполненных ГТМ над проектными значениями дополнительная добыча не всегда достигает планируемых значений, и наибольшее превышение дополнительной добычи нефти по факту над проектным значением получено от ГРП, то остро встает вопрос о повышении качества прогнозирования ГТМ в частности прогнозирования добычи после проведения гидроразрыва.

Для проведения исследования выбраны скважины, на которых были проведены ГРП и имеется технологический режим на момент проведения гидроразрыва. Выбранные скважины сконцентрированы в одном регионе ввиду схожей проницаемости и одинакового временного периода, в течение которого проводились ГТМ.

Для анализа были взяты скважины с достижением по запускным параметрам и со сформированной системой ППД.

Ошибки при планировании ГТМ связаны, в основном, с неправильным расчетом времени выхода на установившийся режим. Применение классических методов выделения радиального притока на практике не дает результатов, это отчетливо заметно для скважин с гидроразрывом пласта.



Рис. 1 Темп падения коэффициента продуктивности по скважинам после проведения ГРП;  
а) плановый; б) фактический; в) только радиальный режим

Так выглядит график фактического падения продуктивности скважины и плановый, рассчитанный по бизнес плану. Первоначальный подход к определению времени выхода на установившийся режим основан на площади дренирования скважины. При приближении времени к началу фактического выхода на установившийся режим, наблюдается большая погрешность в расчете коэффициента продуктивности.

Предлагаемый подход связан с геометрией трещины, который позволяет проводить расчет временных интервалов каждого из режимов течения, возникающих в пласте. За основу для анализа взята работа Хасанова М., связанная с интерпретацией гидродинамических исследований скважин с трещинами ГРП. Характерное время начала режима описывает момент, при котором радиус воронки депрессии достигает значения  $R_{rad}=1,5x_f$ , что дает более точное согласование с фактическими значениями. [2]

Режим радиального притока наступает после окончания влияния ствола скважины и продолжается до тех пор, пока не начнется влияние границ пласта либо соседних скважин. В случае скважины с трещиной ГРП режим радиального притока наступает, когда воронка депрессии достигает таких размеров, что наличие трещины перестает влиять на форму поля давления.

Важным вопросом является подход к определению эффективного радиуса скважины. В первом случае через эффективную полудлину трещины конечной проводимости. Использование полудлины трещины бесконечной проводимости позволяет использовать формулу для нахождения безразмерного времени, который будет использоваться для оценки временных интервалов режимов.

Во втором случае подход к расчету эффективного радиуса основан на использовании псевдордиального скин-фактора, который определяется через соотношение фактического радиуса и геометрического скин-фактора, взятого из отчета ГРП.

Интервалы безразмерного времени определяющие начало и окончание радиального притока -  $0,7 < t_{Dx} < 5$  имеют наилучшее совпадение с радиальной моделью. Так как безразмерная продуктивность зависит от проницаемости пласта, то обычно низкопроницаемые пласты разрабатываются при помощи трещин ГРП больших протяженностей. [1]

Не смотря на увеличенную продолжительность радиального режима погрешность относительно фактических показателей существенная. В нашем случае кроме поведения давления на псевдордиальном режиме течения необходимо учитывать влияние ближайших скважин, поскольку нас интересует именно время выхода скважины на установившийся режим и степень снижения коэффициента продуктивности в момент выхода на установившийся режим.

Билинейный режим не показателен поскольку имеет малую продолжительность по времени и неинформативен относительно других режимов течения. Не смотря на низкую проницаемость слабо информативен для данных скважин и практически всегда скрыт эффектом ВСС, так как для его четкого проявления необходима относительно большая длина трещины.

Несмотря на низкую проницаемость коллектора, в данном пласте образуются трещины конечной проводимости, в результате чего не проявляется линейный режим течения в пласте.

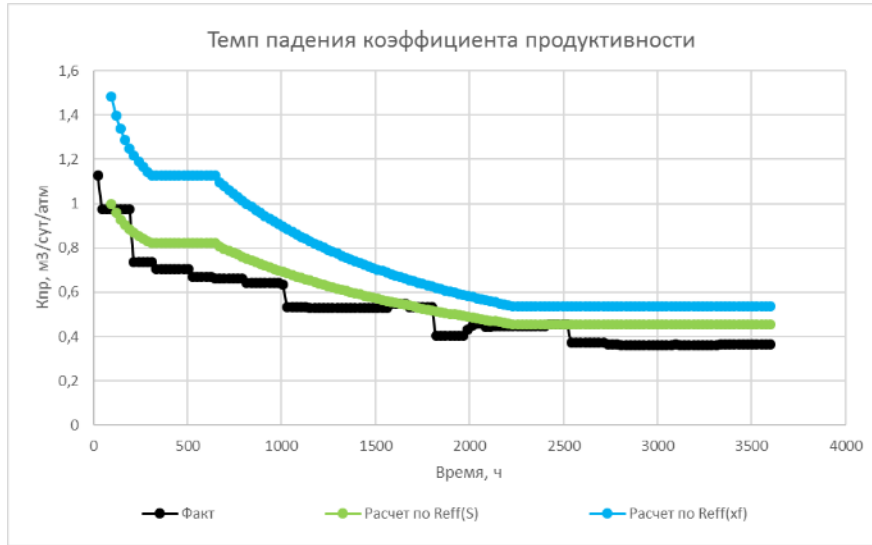


Рис. 2 Темп падения коэффициента продуктивности по скважинам после проведения ГРП

В связи с тем, что время окончания влияния соседних скважин не определено по аналитическим зависимостям в расчете время окончания действия режима был оценен по фактическим данным и усреднен в функции безразмерного времени по полудлине трещины и равно  $t_{Da}=0,6$ .

Подобранная модель для аналитического расчета снижения коэффициента продуктивности более применима на практике для определения изменения потенциала скважины за время выхода на установившийся режим по сравнению с формой расчета плановых показателей, используемой в данный момент в практике. Несмотря на несовершенство модели, она показывает хорошую сходимость расчетных и фактических значений, и низкую погрешность во временах близких к периоду выхода скважины на установившийся режим, что является более важным критерием при оценке применимости созданной модели.

Данный алгоритм может быть одинаково хорошо применим как для уже введенных скважин с планируемыми ГТМ, так и для новых скважин, в которых планируется метод заканчивания методом ГРП. Знание поведения производительности скважины до выхода на установившийся режим имеет большое значение для планирования и прогнозирования ГТМ, поскольку значительно может сказаться на выполнении бизнес плана, задаваемого организацией. Это позволит уменьшить потери от нерентабельно проведенных ГТМ, так как даже при успешном запуске и высокой производительности на запуске, может быть доказана нерентабельность данной скважины вследствие значительного снижения производительности скважины по нефти, что уменьшит риски.

#### Литература

1. Чекалюк Э.Б. Об эффективном радиусе влияния скважины // Нефтяное хозяйство. - 1950 г.
2. Хасанов М., Краснов В., Мусабиров Т. "Особенности планирования и интерпретации гидродинамических исследований скважины с трещиной ГРП при учете влияния соседних скважин", SPE 136152-MS, Moscow, 2010.

## АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПЛАСТА ЮС<sub>2</sub> ФЕДОРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Нургалиева

Научный руководитель – профессор Н.Г. Нургалиева  
Казанский федеральный университет, г. Казань, Россия

В настоящее время вопрос о прогнозе и поиске залежей жидких углеводородов в юрских отложениях становится более актуален, перспектива, как известно, связана с пластом ЮС<sub>2</sub>. Совершенно очевидно, что дальнейший основной прирост запасов и добыча нефти возможны за счет данного комплекса. В то же время он является весьма сложным по своему строению и условиям формирования. Эта сложность во многом определяется его природой формирования.

Федоровское газонефтяное месторождение расположено в центральной части Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области. В тектоническом отношении площадь месторождения расположена в центральной, самой приподнятой части Сургутского свода и приурочена к Федоровской вершине.

Месторождение характеризуется значительным этажом нефтегазоносности – от триасовых пород фундамента до позднего мела. Основные объекты разработки – высокопродуктивные пласты неокомского комплекса, в настоящее время характеризуются высокой выработкой и обводнением продукции. Поддержание текущего уровня добычи связано с введением в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов, большая часть которых сосредоточена в юрском нефтегазоносном комплексе [Отчет анализа разработки, 2016, С. 50].