

УДК 622.276.432

АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ ТЕХНОГЕННЫХ ТРЕЩИН НА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ КРАПИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.Г. Главнов, Б.Б. Квеско*

ОАО «ТомскНИПИнефть»

*Томский политехнический университет

E-mail: GlavnovNG@nipineft.tomsk.ru

Показаны причины понижения давления разрыва на нагнетательных скважинах, сделана оценка его значения для Крапивинского месторождения Томской области. Средствами гидродинамических исследований и анализа технологических параметров работы скважины доказано развитие техногенной трещины при нагнетании и оценена ее геометрия.

Ключевые слова:

Гидравлический разрыв пласта, техногенная трещина, нагнетательная скважина, термоупругий эффект, пороупругий эффект, давление разрыва породы.

Key words:

Hydraulic fracturing, waterflood-induced hydraulic fracture, injection well, thermoelastic effect, poroelastic effect, breakdown pressure.

Для рентабельной разработки месторождений с низкими фильтрационными свойствами повсеместно применяется операция гидравлического разрыва пласта (ГРП), что приводит к увеличению отборов жидкости. Для сохранения целевой компенсации необходимо увеличивать объемы закачки, что часто достигается повышением давления нагнетания. Чрезмерное повышение может привести к развитию техногенных трещин на нагнетательных скважинах [1].

Развитие техногенных трещин на нагнетательных скважинах имеет важные отличия от процесса образования трещин при ГРП. Во-первых, при операции ГРП одна из основных задач — это минимизация утечек жидкости в пласт, в то время как для нагнетательных скважин такая цель не преследуются. Во-вторых, операция ГРП в настоящее время занимает от нескольких часов до суток, а техногенные трещины могут развиваться и распространяться месяцы и годы. И, наконец, техногенно-образованная трещина не является закрепленной, в отличие от трещины, закрепленной проппантом при ГРП.

Данная проблема рассматривалась на примере Центральной залежи Крапивинского месторождения Томской области, нефтегазоносность которого приурочена к отложениям верхней юры. Основные промышленные запасы залежи связаны с пластом Ю₁³, который формировался в прибрежно-морской обстановке. В Центральной залежи сформирована площадная пятиточечная система заводнения, расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами составляет 500 м (рис. 1).

Для отбора запасов в районах нагнетательных скважин и лучшей окупаемости бурения перед переводом скважин в нагнетание они вводятся в отработку на нефть на период от 3 месяцев. Все расчеты произведены для нагнетательной скважины № 471 (рис. 1), которая была введена в добычу (с ГРП) в феврале 2008 г. и переведена в нагнетание в апреле 2009 г.

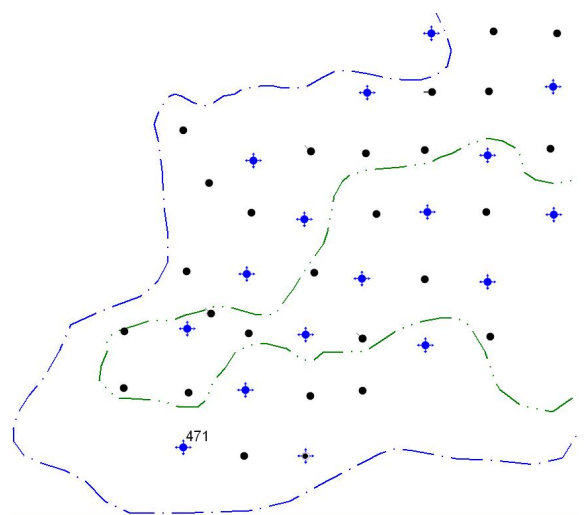


Рис. 1. Схема расположения скважин в районе Центральной залежи Крапивинского месторождения.

Контур нефтеносности: — — — — — внешний;
— — — — — внутренний.

Скважина: ● — добывающая; ★ — нагнетательная

По технологическим показателям работы скважины (дебит жидкости, обводненность, забойное и пластовое давления) в период отработки на нефть, используя уравнение для псевдостационарного режима фильтрации, были рассчитаны значения kh на каждый месяц (рис. 2):

$$Q = \frac{kh}{18,4\mu(\ln(r/r_{\text{скв}}) + s - 0,75)}(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}), \quad (1)$$

где Q — дебит жидкости, м³/сут; k — проницаемость, мД; h — эффективная мощность, м; μ — вязкость жидкости, мПа·с; r — радиус контура питания, м; $r_{\text{скв}}$ — радиус скважины, м; s — скин-фактор; $P_{\text{пл}}$ — пластовое давление на контуре питания, атм; $P_{\text{заб}}$ — забойное давление, атм.

Следует обратить внимание на несколько ключевых моментов при расчете: во-первых, вязкость

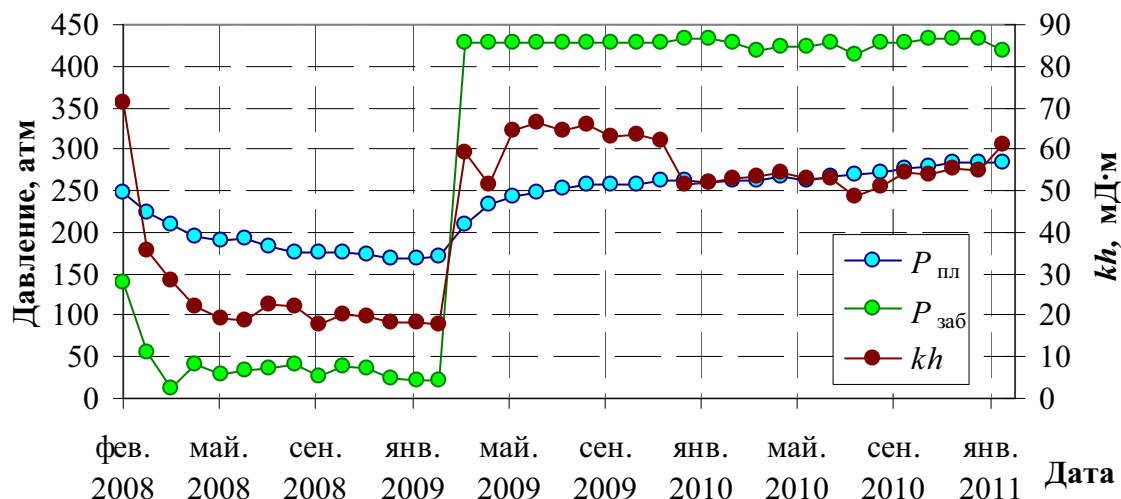


Рис. 2. Показатели работы скв. № 471

жидкости, используемая в формуле (1), рассчитывалась через вязкости нефти и воды, текущую обводненность и относительные фазовые проницаемости (ОФП); во-вторых, значение скин-фактора фиксировалось по отчету подрядчика операции ГРП (для скв. № 471 $s = -5,0$, закрепленная полудлина трещины $X_f = 70$ м, высота — 30 м); в-третьих, значения пластового давления снимались с карт изобар, которые в свою очередь строились на начало каждого месяца средствами прокси-модели.

Прокси-модель (ПО «Гид», разработка Уфани-ПИнефть) представляет собой однослойную модель с упрощенным симулятором, сочетающим в себе материальный баланс и уравнения движения. Фактические замеры пластового давления и результаты интерпретации гидродинамических исследований служат для контроля настройки модели и не используются в расчетах напрямую.

Как видно из рис. 2, первые 3–4 месяца длится неустановившийся режим фильтрации, значение kh снижается с 71 до 22 мД·м, далее наступает режим псевдостационарной фильтрации, и значения kh достаточно ровно лежат в пределах 18...22 мД·м. Таким образом, за истинную проводимость пласта kh принимаем значение 20 мД·м, величина коэффициента продуктивности $K_{пр}$ скв. № 471 при этом составляет 0,33 м³/(сут·атм).

После перевода скважины в нагнетание значения kh варьируются от 49 до 66 мД·м (рис. 2), значения $K_{пр}$ от 0,94 до 1,27 м³/(сут·атм). Таким образом, наблюдается значительное увеличение kh и $K_{пр}$ в период нагнетания воды. Такой рост коэффициента приемистости (примерно в 3 раза) не описывается ни фазовыми явлениями (вязкостью и ОФП воды), ни изменением состояния призабойной зоны и тем более ни репрессией на пласт, что косвенно свидетельствует о развитии техногенной трещины.

Для оценки давления разрыва воспользуемся принципом Ирвина [2]:

$$P_{раз} = \sigma_1 + \frac{K_{проч}}{\sqrt{\pi X_f}}, \quad (2)$$

где σ_1 — минимальное горизонтальное напряжение, атм; $K_{проч}$ — критический коэффициент интенсивности напряжений, атм·м^{1/2}. С трещиной длиной больше 10 м вторым слагаемым в правой части ур. (2) можно пренебречь [2], тогда давление разрыва может быть оценено по формуле:

$$P_{раз} = \sigma_1. \quad (3)$$

Однако при заводнении закачивается большой объем воды, что приводит к изменению не только поля давлений (пороупругий эффект), но и поля температур (термоупругий эффект), т. к. температура закачиваемой жидкости меньше температуры пласта. В свою очередь эти два эффекта приводят к изменению начального напряжения σ_1 . Предполагая, что процессы деформации/разрушения породы подчиняются теории линейной упругости, возможно учитывать эти два эффекта независимо друг от друга.

Пороупругий эффект можно разделить на две составляющие: глобальный эффект (изменение среднего пластового давления) и локальный эффект (изменение поля давлений вблизи нагнетательной скважины).

Методика получения зависимости давления разрыва (которая базируется на равенстве (3)) от пластового давления (в данной работе влияние локального пороупругого эффекта не рассматривалось) для Крапивинского месторождения детально описана в работе [3], здесь приведем только полученные результаты для Центральной залежи (рис. 3). Таким образом, достоверный интервал среднего статического коэффициента Пуассона ν_s изменяется в пределах 0,25...0,27 [3]. В то время как среднее значение динамического коэффициента ν_d по лабораторным исследованиям керна равно 0,23 (42 образца). Как известно, значения динамического и статического коэффициентов Пуассона отличаются незначительно, в отличие от модуля Юнга [4].

Для расчета статического модуля Юнга E_s через динамический E_d существуют различные корреля-

ции [5, 6]. В данной работе используется наиболее простое выражение $E_s = E_d/2$ [5]. Из-за отсутствия данных акустического каротажа в скв. № 471 для оценки среднего динамического модуля Юнга по разрезу скважины в интервале пласта Ю₁³ использовалась корреляция модуля Юнга и пористости по данным исследования керна (рис. 4). Так, среднее значение для скв. № 471 $E_d = 38$ ГПа, следовательно, значение $E_s = 19$ ГПа.

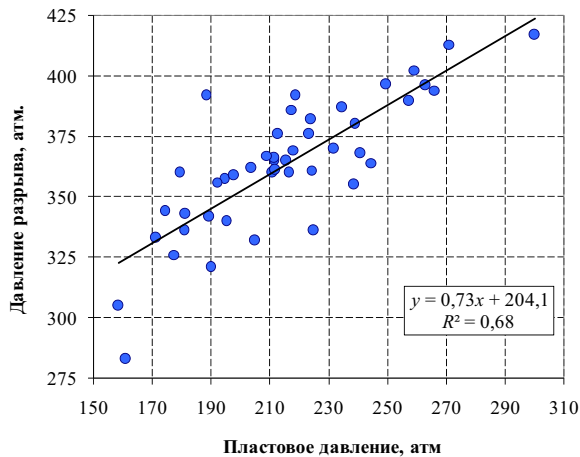


Рис. 3. Зависимость давления разрыва при мини-ГРП от пластового давления

Для учета термоупругого эффекта полезно оценить размеры как зоны дренирования, так и зоны с пониженной температурой.

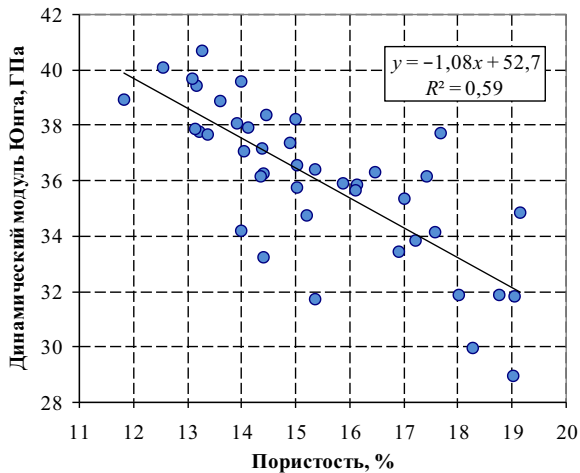


Рис. 4. Зависимость динамического модуля Юнга от пористости

На рис. 5, а, представлена модель зоны дренирования при закачке. С точки зрения профиля температуры выделяются два региона: холодный, температура которого равна температуре нагнетаемой воды на забое скважины, и горячий, температура которого равна первоначальной пластовой температуре. Профиль температуры имеет разрыв при переходе из холодного региона в горячий. С точки зрения продвижения фронта заводнения также выделяются два региона: заводненный (нефтенасыщенность в котором равна остаточной нефтенасы-

щенности $K_{но}$) и незатронутый (нефтенасыщенность в котором равна $1 - K_{всв}$, где $K_{всв}$ – связанная водонасыщенность).

Как известно, контур дренирования скважины с трещиной ГРП может быть описан эллипсом, главная ось которого сонаправлена с направлением трещины ГРП, а фокусное расстояние равно полудлине трещины – X_f (рис. 5, б). Тогда объем заводненного региона V_3 может быть выражен через большую a_1 и малую b_1 полуоси следующим образом:

$$V_3 = \pi a_1 b_1 h, \text{ м}^3.$$

В свою очередь значения a_1 и b_1 могут быть получены по формулам [7]:

$$a_1 = X_f (\sqrt{F_1} + 1/\sqrt{F_1})/2 \text{ и } b_1 = X_f (\sqrt{F_1} - 1/\sqrt{F_1})/2, \quad (4)$$

где

$$F_1 = \frac{2V_3}{\pi X_f^2 h} + \sqrt{\left(\frac{2V_3}{\pi X_f^2 h}\right)^2 + 1}. \quad (5)$$

С другой стороны, объем заводненного региона выражается формулой:

$$V_3 = \frac{W_{зак}}{\phi(1 - K_{но} - K_{всв})}, \text{ м}^3, \quad (6)$$

где $W_{зак}$ – накопленный объем закаченной воды, м³; ϕ – коэффициент пористости, д. е. Так, рассчитав объем заводненного региона по формуле (6) и подставив его в выражение (5), можно получить значения большой и малой полуосей эллипса (4).

Таблица. Значения входных и расчетных параметров

Входные		Расчетные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
Удельная теплоемкость зерен породы, C_z	0,75 кДж/(м³·°С)	Заводненный регион	
Удельная теплоемкость нефти, C_n	2,1 кДж/(м³·°С)	Объем, V_3	2159,7 м³
Удельная теплоемкость воды, C_v	4,2 кДж/(м³·°С)	F_1	40
Коэффициент пористости, ϕ	0,159 д. ед.	Большая полуось, a_1	227 м
Плотность зерен породы, ρ_z	2600 кг/м³	Малая полуось, b_1	216 м
Плотность нефти, ρ_n	750 кг/м³	Холодный регион	
Плотность воды, ρ_v	1000 кг/м³	Объем, V_k	236,5 м³
Остаточная нефтенасыщенность, $K_{но}$	0,27 д. ед.	F_1	5
Связанная водонасыщенность, $K_{всв}$	0,37 д. ед.	Большая полуось, a_0	91 м
Накопленная закачка, $W_{зак}$	123,6 тыс. м³	Малая полуось, b_0	59 м
Закрепленная полудлина трещины, X_f	70 м		
Мощность пласта, h	14 м		

При рассматриваемой модели объем «холодного региона» V_x полностью определяется законом сохранения энергии. Если также предположить,

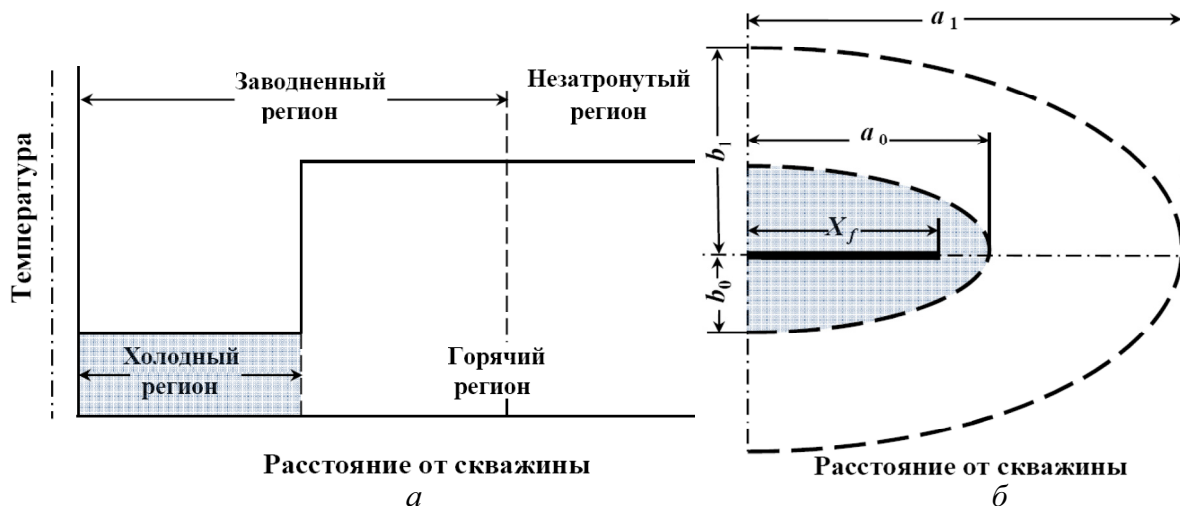


Рис. 5. Схема распространения фронтов заводнения и температуры. Сечение: а) вертикальное; б) горизонтальное

что передача тепла происходит только за счет теплопроводности (не берем в расчет конвекцию) и не происходит передачи энергии от выше и ниже залегающих пород, то

$$V_x = \frac{\rho_v C_v W_{\text{зак}}}{\rho_3 C_3 (1-\phi) + \rho_v C_v \phi (1-K_{\text{но}}) + \rho_n C_n \phi K_{\text{но}}}, \quad (7)$$

где ρ_v , ρ_n и ρ_3 – плотности воды, нефти и скелета породы, кг/м³; C_3 , C_v и C_n – удельные теплоемкости воды, нефти и скелета породы, кДж/(кг·°C).

Очевидно, что при эллиптическом виде фронта заводнения фронт холодного региона будет тоже

эллиптический (рис. 5, б), поэтому значения полуосей a_0 и b_0 могут быть получены по формулам, аналогичным формулам (4) и (5).

По описанной выше процедуре были оценены размеры зоны заводнения и холодного региона. Входные и расчетные параметры отображены в таблице.

В холодном регионе происходит изменение напряжений вокруг нагнетательных скважин и уменьшение давления разрыва $P_{\text{разр}}$ [7, 8] на величину:

$$\Delta_r \sigma = \frac{\alpha E_s \Delta T}{F(1-\nu_s)}, \quad (8)$$

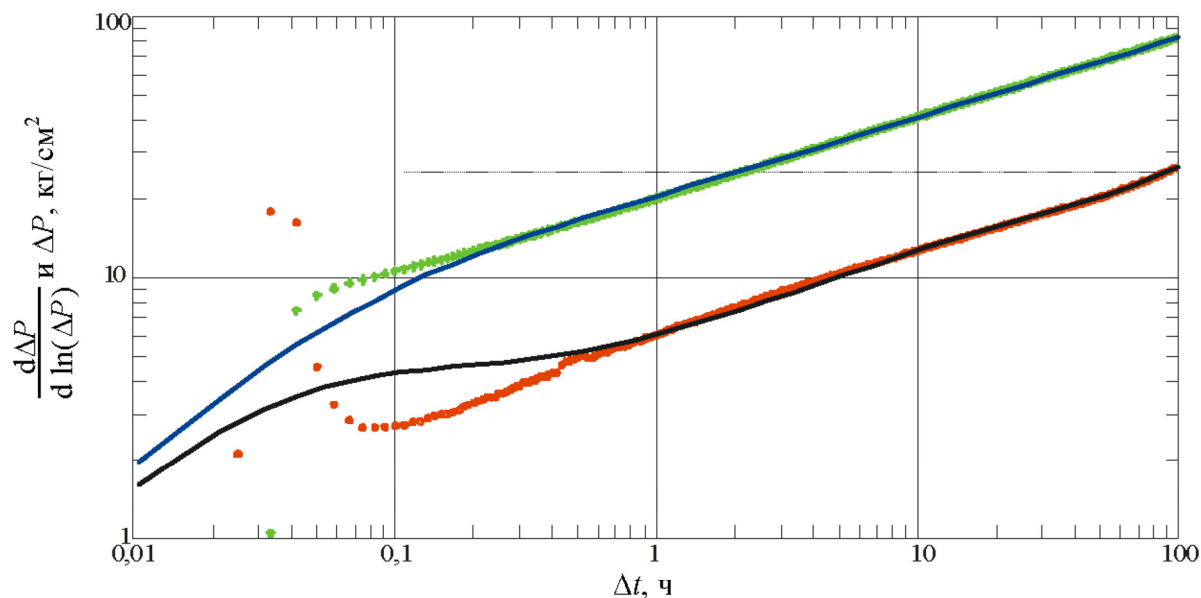


Рис. 6. График зависимости ΔP и $\frac{d\Delta P}{d \ln(\Delta P)}$ от Δt :

+++ – фактическая кривая ΔP ; — интерпретационная кривая ΔP ;
 – фактическая кривая $\frac{d\Delta P}{d \ln(\Delta P)}$; — интерпретационная кривая $\frac{d\Delta P}{d \ln(\Delta P)}$

где $\Delta_T\sigma$ – изменение напряжения из-за термоупругого эффекта, атм; α – линейный коэффициент теплового расширения, $\text{м}/(\text{м}\cdot^\circ\text{C})$; E_s – статический модуль Юнга, ГПа; ΔT – разность пластовой температуры и температуры закачиваемой воды, $^\circ\text{C}$; F – переменная, зависящая от параметров пласта (в нашем случае $F=1,67\cdot 10^{-4}$ [7, 8]); ν_s – статический коэффициент Пуассона, д. ед.

По проведенному исследованию термометрии в работающей скважине температура закачиваемой воды в интервале перфорации оценивается как 60°C , при начальной пластовой – 90°C . Принимая значение коэффициента линейного теплового расширения $\alpha=5,0\cdot 10^{-6}\text{м}/(\text{м}\cdot^\circ\text{C})$, по формуле (8) получаем $\Delta_T\sigma=22$ атм.

Сделав все предварительные расчеты, нетрудно убедиться, что на всем протяжении закачки выполняется следующее неравенство: $P_{\text{зоб}} > P_{\text{раз}} - \Delta_T\sigma$ что доказывает возможность развития техногенных трещин в районе нагнетательных скважин.

В июне 2010 г. на скважине № 471 было проведено исследование кривой падения давления глубинным манометром (рис. 6).

Выход на радиальный режим четко не прослеживается (сказывается интерференция соседних

скважин), поэтому значение величины kh фиксировалось на уровне 20 мД·м по результатам анализа работы скважины при отработке на нефть (рис. 2). Таким образом, скин-фактор равен $-5,75$, полудлина трещины – 98 м, что еще раз доказывает рост длины трещины (на 28 м) при нагнетании. Оцененная длина трещины сопоставима с большой полуосью эллипса a_0 , т. е. трещина развивается в холодном регионе, что косвенно говорит о резкой смене градиента напряжения в районе границы между холодным и горячим регионами.

Выводы

Показано, что вероятной причиной значительного превышения коэффициента приемистости над коэффициентом продуктивности является рост техногенных трещин на нагнетательных скважинах. Давление разрыва на них зависит не только от среднего пластового давления, но и от температуры закачиваемой воды. Представлена методика расчета радиусов зон дренирования и пониженной температуры. На примере скважины Центральной залежи Крапивинского месторождения Томской области доказано развитие техногенной трещины при нагнетании выше давления разрыва.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Христианович С.А. Механика сплошной среды. – М.: Наука, 1981. – 485 с.
2. Hagoort J. Waterflooded-induced hydraulic fracturing: Dphil. – Delft, 1981. – 230 p.
3. Главнов Н.Г., Квеско Б.Б. Оценка влияния пластового давления на давление смыкания трещины // Казанская наука. – 2010. – № 9. – С. 570–573.
4. Кузнецов Д.С., Кулагина Т.Е., Малахов Д.А., Меркулов В.П. и др. Гидравлический разрыв пласта. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 220 с.
5. Hongkui Ge, Yingsong Lin, Shanzhou Ma, Lili Song. Difference of rock elastic parameters under static and dynamic // Frontiers of rock mechanics and Sustainable Development in the 21 Century: Proceedings of the 2nd Asian Rock Mechanics Symposium – Beijing, September 2001. – Lisse, 2001. – P. 69–71.
6. Афанасьев И.С., Никитин А.Н., Латыпов И.Д., Хайдар А.М., Борисов Г.А. Прогноз геометрии трещины гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 62–66.
7. Perkins T.K., Gonzalez J.A. The effect of thermo elastic stresses on injection well fracturing // SPE Journal. – 1985. – V. 25. – № 2. – P. 78–88.
8. Главнов Н.Г., Лихтарев А.В., Анурьев Д.А., Молодых П.В., Чикишев А.Ю. Влияние приемистости нагнетательных скважин на положение резки бокового ствола // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 11. – С. 42–44.

Поступила 21.03.2011 г.