

Влияние термоупругого эффекта на развитие трещин автоГРП в нагнетательной скважине с трещиной ГРП

О.В. Салимов¹, И.И. Гирфанов¹, А.В. Кочетков¹, Р.З. Зиятдинов¹, П.Г. Морозов²

¹Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Бугульма, Россия

²НГДУ «Бавлынефть» ПАО «Татнефть», Бавлы, Россия

Поступила в редакцию 14.12.2015

Закачка воды системой поддержания пластового давления изменяет состояние пластовой системы и требует особого внимания. Одним из факторов риска быстрого обводнения продукции добывающих скважин является образование техногенных трещин или трещин автоГРП. Изменение температурного фона в районе нагнетательной скважины влияет на картину местных напряжений в пласте и проявляется, как возникновение термоупругого эффекта. Данный эффект снижает давление распространения уже имеющихся трещин гидравлического разрыва пласта. В статье рассмотрена вероятность проявления термоупругого эффекта в нагнетательных скважинах, в которых были проведены процессы ГРП. Приведены пример и результаты расчетов для определения вероятности появления трещин автоГРП. Установлено, что более чем в половине случаев присутствует вероятность образования трещин автоГРП вследствие влияния термоупругого эффекта.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, термоупругий эффект, автоГРП, техногенная трещина, нагнетательная скважина

DOI: 10.18599/grs.18.1.8

Как известно, закачка воды системой поддержания пластового давления (ППД) является основным инструментом для поддержания пластового давления и увеличения нефтеотдачи на месторождениях ПАО «Татнефть». Однако в процессе нагнетания воды в пласт необходим строгий контроль устьевого и забойного давлений, так как высокие давления закачки могут превысить прочность пород и инициировать развитие трещин в призабойной зоне скважины или привести к росту уже имеющихся естественных трещин в пласте. Подобное явление образования техногенных трещин или раскрытия естественных трещин называется процессом автоГРП и сопровождается увеличением охвата пласта по высоте и по площади. Прирост приемистости скважин существенно выше темпа прироста давления является характерным признаком автоГРП.

Неконтролируемый рост трещин может негативно влиять на систему разработки вследствие раннего подхода воды к добывающим скважинам с их обводнением, нежелательных прорывов воды в верхние или нижние горизонты и т.д. Поэтому очень важным является контроль над этими процессами, влияющими на эффективность системы ППД и выработку месторождений в целом. Все эти аспекты предъявляют строгие требования к качеству используемой в ППД воды как по содержанию механических примесей, так и по биологическому загрязнению. Однако помимо опасности загрязнения пласта есть еще один критерий, влияющий на пластовые системы, – это температура закачиваемой воды. Для месторождений Татарстана в зависимости от сезона в течение года температура нагнетаемой в пласты воды может колебаться от 18 до 10 °С.

Закачка воды, которая имеет температуру ниже пластовой, создает две зоны – заводненную, представляющую объем породы, занятой закачиваемой водой, и охлажденную зону с пониженной температурой.

Особенностью механизма теплообмена в нефтяном пласте является то, что зоны с температурой, отличной от пластовой, перемещаются в пласте медленнее, чем вода продвигается в породе. В связи с этим продвижение

образующейся охлажденной зоны отстает от фронта вытеснения нефти водой (Желтов, 1986).

Объем заводненной зоны с учетом пористости, остаточной нефтенасыщенности и связанной воды, т.е. объем пласта, занимаемый закачиваемой водой (Perkins, Gonzales, 1985):

$$V_z = \frac{Q_{ж}}{m \cdot (1 - S_{он} - S_{св})}, \quad (1)$$

где $Q_{ж}$ – накопленная закачка воды, м³, – остаточная нефтенасыщенность, д. ед., – насыщенность связанной водой, д. ед., m – пористость, д. ед.

Объем охлажденной зоны с учетом пористости и остаточной нефтенасыщенности (Perkins, Gonzales, 1985):

$$V_x = \frac{\rho_v \cdot C_v \cdot Q_{ж}}{\rho_{п} \cdot C_{п} \cdot (1 - m) + \rho_v \cdot m \cdot C_v \cdot (1 - S_{он}) + \rho_{н} \cdot m \cdot C_{н} \cdot S_{он}} \quad (2)$$

где ρ_v – плотность воды, кг/м³, $\rho_{н}$ – плотность нефти, кг/м³, $\rho_{п}$ – плотность горной породы, кг/м³, C_v – теплоемкость воды, Дж/кг·К, $Q_{ж}$ – накопленная закачка воды, м³, $S_{он}$ – остаточная нефтенасыщенность, д. ед., $S_{св}$ – насыщенность связанной водой, m – пористость, д. ед.

Если рассматривать вертикальную нагнетательную скважину с уже созданной трещиной гидравлического разрыва пласта (ГРП), то фронт продвижения воды от трещины гидроразрыва можно принять в форме эллипса. В работе (Perkins, Gonzales, 1985) объем закачиваемой воды устанавливается, как объем эллипса конфокального главной оси трещины ГРП. Большая ось эллипса (a) расположена вдоль трещины, а малая ось (b) располагается вдоль линии ширины трещины и перпендикулярна большой оси, а полудлина трещины ($L_{тр}$) будет являться фокусным расстоянием.

Для нахождения большой (по оси X) и малой (по оси Y) полуосей эллипса используются эллиптические координаты, в которых координатными линиями являются конфокальные эллипсы и гиперболы.

За два фокуса F_1 и F_2 обычно берутся точки минус C и плюс C на оси X декартовой системы координат, в нашем случае представляющие полудлины трещины $L_{тр}$.

$$x = C \cdot ch\xi \cdot \cos\beta, \tag{3}$$

$$y = C \cdot sh\xi \cdot \sin\beta, \tag{4}$$

где $\xi \geq 0$, $\beta \in (0, 2\pi)$.

Линии уровня ξ являются эллипсами, линии уровня β – гиперболами. Гиперболический косинус (ch) и гиперболический синус (sh) находятся как:

$$ch\xi = \frac{e^\xi + e^{-\xi}}{2} \tag{5}$$

$$и sh\xi = \frac{e^\xi - e^{-\xi}}{2}. \tag{6}$$

Для большой полуоси $\beta = 0$, так как она идет вдоль оси X, а косинус 0 равен единице. Для малой полуоси $\beta = \pi/2$, так как она перпендикулярна оси X и $\sin\pi/2=1$, а $C = L_{mp}$. Следовательно, не учитываем $\cos\beta$ и $\sin\beta$ в выражениях (3, 4) и убираем их, как равных единице, и получаем применимо для рассматриваемой трещины:

$$a = L_{mp} \cdot ch\xi = L_{mp} \cdot \frac{e^\xi + e^{-\xi}}{2}, \tag{7}$$

$$b = L_{mp} \cdot sh\xi = L_{mp} \cdot \frac{e^\xi - e^{-\xi}}{2}. \tag{8}$$

Получив значения большой (a) и малой (b) полуосей, можно вычислить объем эллипса конфокального с трещиной:

$$V = \pi \cdot a \cdot b \cdot h = \pi \cdot h \cdot L_{mp}^2 \cdot \frac{e^\xi + e^{-\xi}}{2} \cdot \frac{e^\xi - e^{-\xi}}{2} = \pi \cdot h \cdot L_{mp}^2 \cdot \frac{(e^{2\xi} - e^{-2\xi})}{4} \tag{9}$$

или

$$\frac{4 \cdot V}{\pi \cdot h \cdot L_{mp}^2} = e^{2\xi} - \frac{1}{e^{2\xi}} \tag{10}$$

Приняв $e^{2\xi} = z$ для уравнения (10), получим:

$$\frac{4 \cdot V}{\pi \cdot h \cdot L_{mp}^2} = z - \frac{1}{z} \tag{11}$$

И далее, преобразовав (11), получим квадратное уравнение или алгебраическое уравнение 2-й степени с одним неизвестным:

$$Z^2 - \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot h \cdot L_{mp}^2} \cdot Z - 1 = 0. \tag{12}$$

Полученное приведенное квадратное уравнение вида $x^2+bx+c=0$ имеет формулу для корней (Барсуков, 1966):

$$x_{1,2} = \frac{-b}{2} \pm \sqrt{\left(\frac{b}{2}\right)^2 - c}. \tag{13}$$

Решением для Z будет:

$$Z = \frac{b}{2} + \sqrt{\left(\frac{b}{2}\right)^2 + c}, \tag{14}$$

где $b = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot h \cdot L_{mp}^2}$.

Тогда:

$$Z = \frac{2 \cdot V}{\pi \cdot h \cdot L_{mp}^2} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot V}{\pi \cdot h \cdot L_{mp}^2}\right)^2 + 1}. \tag{15}$$

Так как $e^{2\xi} = z$, то $\ln Z = 2\xi$ или

$$\xi = \frac{1}{2} \ln Z = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{2 \cdot V}{\pi \cdot h \cdot L_{mp}^2} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot V}{\pi \cdot h \cdot L_{mp}^2}\right)^2 + 1} \right] \tag{16}$$

Зная объем заводненной V_3 (1) области, находим большую и малую полуоси эллипса заводненной области:

$$a_3 = L_{mp} \cdot ch \left(\frac{1}{2} \ln \left[\frac{2 \cdot V_3}{\pi \cdot h \cdot L_{mp}^2} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot V_3}{\pi \cdot h \cdot L_{mp}^2}\right)^2 + 1} \right] \right) \tag{17}$$

$$b_3 = L_{mp} \cdot sh \left(\frac{1}{2} \ln \left[\frac{2 \cdot V_3}{\pi \cdot h \cdot L_{mp}^2} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot V_3}{\pi \cdot h \cdot L_{mp}^2}\right)^2 + 1} \right] \right) \tag{18}$$

Так же вычисляются большая и малая полуоси для холдной области, зная объем охлажденной зоны V_x (2):

$$a_x = L_{mp} \cdot ch \left(\frac{1}{2} \ln \left[\frac{2 \cdot V_x}{\pi \cdot h \cdot L_{mp}^2} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot V_x}{\pi \cdot h \cdot L_{mp}^2}\right)^2 + 1} \right] \right) \tag{19}$$

$$b_x = L_{mp} \cdot sh \left(\frac{1}{2} \ln \left[\frac{2 \cdot V_x}{\pi \cdot h \cdot L_{mp}^2} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot V_x}{\pi \cdot h \cdot L_{mp}^2}\right)^2 + 1} \right] \right) \tag{20}$$

Охлаждение зоны пласта вокруг трещины ГРП приводит к температурной деформации пласта, поэтому необходимо учитывать геомеханические особенности поведения горных пород. Изменение температурного поля приводит к изменению локальных напряжений в охлаждаемой зоне и возникновению термоупругих ($\Delta\sigma^T$) эффектов. Именно характер местных напряжений определяет направления трещины, её рост в высоту, давления разрыва и т.п. Появление термоупругого эффекта изменяет общие напряжения в пласте и может влиять на инициацию или распространение уже имеющейся трещины.

Изменение термоупругих напряжений ($\Delta\sigma^T$) приводит к снижению местного минимального горизонтального напряжения (S_h) в охлажденной зоне. В связи с сокращением минимального горизонтального напряжения критическое давление для роста трещины на конце трещины может быть ниже, чем давление распространения трещины.

В случае, если трещина уже существует, её распространение происходит, когда интенсивность напряжения на острие трещины выше значения критического напряжения разрушения ($\sigma_{кр}$):

$$\sigma_{кр} = \frac{K_{lcr}}{\sqrt{\pi \cdot L_{mp}}}. \tag{21}$$

Условием для распространения трещины по методу Ирвина (Nagoot, 1981) является увеличение минимального напряжения на величину критического напряжения разрушения:

$$P_{mp} = S_h + \frac{K_{lcr}}{\sqrt{\pi \cdot L_{mp}}}. \tag{22}$$

Для трещин более 3 м коэффициент интенсивности напряжений K_{lcr} очень мал, и им можно пренебречь

(Nagoort, 1981). С учетом изменения термоупругих напряжений выражение (22) принимает вид:

$$P_{mp} = S_h - \Delta \sigma_{L_{mp}}^T, \tag{23}$$

$$S_h = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot (P_\sigma - \alpha \cdot P_{пл}) + \alpha \cdot P_{пл}, \tag{24}$$

где ν – коэффициент Пуассона, д. ед.; P_σ – давление, оказываемое весом перекрывающих горных пород, МПа; α – коэффициент Био; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа.

Коэффициент Био имеет значение в диапазоне от 0,7 до 1 и обычно принимается равным единице.

$\Delta \sigma_{L_{mp}}^T$ характеризует, на сколько снижается давление распространения трещины и берется с отрицательным знаком, так как происходит понижение температуры пласта.

$$\Delta \sigma_{L_{mp}}^T = \frac{\alpha_T \cdot E \cdot \Delta T}{(1-\nu)} \cdot f_{(a,b,h)}, \tag{25}$$

где α_T – коэффициент теплового расширения, м/м·°С; E – модуль Юнга, МПа; ν – коэффициент Пуассона, д. ед.; ΔT – разность температур пласта и закачиваемой воды, °С; $f_{(a,b,h)}$ – коэффициент Перкинса, используемый для учета давления вокруг трещины (Perkins, Gonzales, 1985).

Изменение напряжений происходит как вдоль оси трещины, так и перпендикулярно ей. Коэффициент Перкинса $f_{(a_x,b_x,h)}$ учитывает влияние изменения перпендикулярного трещине стресса, влияющего на силы, мешающие раскрытию трещины.

$$f_{(a_x,b_x,h)} = \frac{b_x/a_x}{1+b_x/a_x} + \left(\frac{1}{1+b_x/a_x}\right) \cdot \left(1/\left\{1 + \frac{1}{2} \left[1,45 \cdot \left(\frac{h}{2 \cdot b_x}\right)^{0,9} + 0,35 \cdot \left(\frac{h}{2 \cdot b_x}\right)^2\right] \cdot \left[1 + \left(\frac{b_x}{a_x}\right)^{0,774}\right]\right\}\right) \tag{26}$$

Зная устьевое давление закачки, можно определить давление на забое:

$$P_{заб} = P_{уст} + \rho_{жс} \cdot g \cdot H_{скв} \cdot 10^{-6} - \Delta P_T - \Delta P_{перф}, \tag{27}$$

где $P_{уст}$ – давление на устье нагнетательной скважины, МПа; $\rho_{жс}$ – плотность закачиваемой воды, кг/м³; H – глубина интервала закачки, м; ΔP_T – потери давления на трение (Гидравлика, 1984), МПа; $\Delta P_{перф}$ – потери давления на перфорации (Сулейманов и др., 1984), МПа;

$$\Delta P_T = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{V^2}{2g} \cdot 10^{-2}, \tag{28}$$

где λ – коэффициент трения при движении жидкости в трубах;

$$\lambda = \frac{64}{\sqrt{Re}},$$

$$\text{при } Re > 2300 \quad \lambda = \frac{0,316}{\sqrt[4]{Re}}. \tag{29}$$

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{V \cdot d \cdot \rho_{жс}}{\mu}, \tag{30}$$

где V – скорость потока жидкости, м/с; d – внутренний диаметр НКТ, м;

$\rho_{жс}$ – плотность жидкости, кг/м³; μ – динамическая вязкость жидкости, Па·с; L – длина труб НКТ, м.

$$\Delta P_{перф} = \frac{8 \cdot Q^2 \cdot 10^{-2}}{\pi^2 \cdot n_{перф}^2 \cdot d_n^4 \cdot \varphi^2 \cdot g}, \tag{31}$$

где Q – приемистость скважины, м³/с; $n_{перф}$ – количество перфорационных отверстий, шт.; d_n – диаметр перфорационных отверстий, м; φ – коэффициент расхода, зависящий от характера истечения жидкости.

Для предотвращения развития трещины необходимо соблюдать условие не превышения забойного давления над давлением распространения трещины:

$$P_{заб} < P_{тр}. \tag{32}$$

На примере скв. 891 НГДУ «Бавлынефть» ПАО «Татнефть» рассмотрим влияние закачки холодной воды и проявление температурных эффектов на изменение давления распространения трещин автоГРП.

В нагнетательной скв. 891 был проведен ГРП в интервале бобриковского горизонта. По фактическим данным объем закачки в 2015 г. до ГРП на скв. 891 колебался от 39,2 до 86,1 м³/сут при устьевом давлении $P_{уст} = 7,6$ МПа. После проведения ГРП приемистость скважины выросла в среднем до 111,3 м³/сут со снижением устьевое давления до $P_{уст} = 7,0$ МПа. Для расчета примем температуру воды 10 °С как наименее благоприятное условие.

Исходные данные и результаты расчетов представлены в табл. 1 и 2 (данные по накопленной закачке, конструкции скважины, пластовым параметрам взяты из корпоративной информационной системы ПАО «Татнефть» АРМИТС, характеристика трещины ГРП по отчету дизайнера трещины ООО «Татнефть-ЛениногорскРемСервис»; модуль Юнга и коэффициент Пуассона для отложений горизонтов, эксплуатируемых на месторождениях ПАО «Татнефть», получены институтом «ТатНИПИнефть» в результате проведенных исследовательских работ).

Термоупругий эффект, возникающий вследствие температурных изменений в охлажденной зоне пласта, снижа-

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Объем накопленной закачки, Q _ж	601074 м ³	Коэффициент теплового расширения, α _T	5·10 ⁻⁶ м/(м·°С)
Толщина пласта, h	5,6 м	Модуль Юнга, E	8000 МПа
Пористость, m	0,22 д. ед.	Коэффициент Пуассона, ν	0,25 д. ед.
Остаточная нефтенасыщенность, S _{он}	0,39 д. ед.	Температура пласта, T _{пл}	23 °С
Связанная вода, S _{св}	0,162 д. ед.	Температура нагнетаемой жидкости, T _ж	10 °С
Плотность воды, ρ _ж	1090 кг/м ³	Пластовое давление, P _{пл}	14,8 МПа
Плотность породы, ρ _п	2600 кг/м ³	Давление нагнетания устьевое, P _{уст}	7,0 МПа
Плотность нефти, ρ _н	856 кг/м ³	Глубина интервала, H	1207 м
Вязкость нагнет. жидкости, μ	1,53 МПа·с	Кол-во перфорационных отверстий, n _{перф}	100 шт.
Теплоемкость воды, C _в	4200 Дж/кг·°С	Внутренний диаметр НКТ, D _{нкт}	0,062 м
Теплоемкость породы, C _п	750 Дж/кг·°С	Диаметр перфорационных отверстий, d _п	0,01 м
Теплоемкость нефти, C _н	2100 Дж/кг·°С	Длина НКТ, L	1207 м
Длина крыла трещины, L _{тр}	74 м	Средняя суточная закачка, Q	111,3 м ³ /сут
Коэффициент расхода, φ	0,62		

Табл. 1. Исходные данные.

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Объем заводненного региона, V_3	6098,5 тыс. м ³	Коэффициент Перкинса $f_{(ax,bx,h)}$	0,99
Гл. полуось заводненного региона, a_3	591,2 м	Потери на трение	0,05 МПа
Малая полуось заводненного региона, b_3	586,6 м	Потери на перфорации	$3,6 \cdot 10^{-5}$ МПа
Объем холодного региона, V_x	120,18 тыс. м ³	Забойное давление	19,8 МПа
Эллиптическая координата, ξ_x	1,96	Термоупругий эффект $\Delta\sigma_{Lmp}^T$, при 10 °С	0,7 МПа
Гл. полуось холодного региона, a_x	266,7 м	Минимальное горизонтальное напряжение, S_H	20,1 МПа
Малая полуось холодного региона, b_x	256,3 м	Давление распространения трещины, $P_{тр}$	19,4 МПа

Табл. 2. Результаты расчета.

Номер скв.	Забойное давление расчетное $P_{заб}$, МПа	Давление распространения трещины $P_{тр}$, МПа	Вероятность автоГРП
3911	24,5	26,3	нет
7207	35,8	31,1	есть
22662	29,6	27,5	есть
22678	29,3	26,5	есть
1220	27	28,5	нет
891	19,8	19,4	есть

Табл. 3. Результаты расчета для нагнетательных скважин с ГРП.

ет в нашем случае локальные напряжения до 0,7 МПа в холодный период года. Как видно по результатам расчета, забойное давление в скв. 891 превышает и величину минимального горизонтального напряжения (S_H), сниженное термоупругим эффектом $\Delta\sigma_{Lmp}^T$. Условие $P_{заб} < P_{тр}$ не соблюдается и присутствует возможность для развития трещины автоГРП в процессе закачки воды в данной скважине. Необходимо наблюдение за изменением коэффициента проницаемости, динамикой давлений закачки и поведением окружающих реагирующих скважин. Следовательно, требуются проведение дополнительных исследований, контроль по окружающим скважинам и моделирование ситуаций.

Подобный расчет был произведен для нагнетательных скважин НГДУ «Бавлынефть», в которых был произведен гидроразрыв пласта (Табл. 3).

Расчёты показывают, что в 67 % скважин присутствует вероятность образования трещин автоГРП вследствие высокого давления закачки, т.е. более чем в половине случаев требуется обратить внимание на технологические режимы работы скважин.

Как известно, по результатам проведения минифрака можно определить давление смыкания (или по другому давление развития трещин), равное и противодействующее минимальному главному напряжению в породе. В случае превышения давления закачки над давлением смыкания происходит образование техногенных трещин или раскрытие естественных трещин с увеличением вероятности их дальнейшего развития.

Для недопущения возникновения эффекта автоГРП в нагнетательных скважинах необходимо сопоставлять и анализировать данные, полученные в ходе проведения минифрака в рассматриваемых или соседних скважинах, с промысловыми данными по закачке и при необходимо-

сти оперативно вносить изменения в технологический режим работы нагнетательных скважин.

В низкопроницаемых коллекторах при очень малых объемах обработки, характерных для минифрака, значение мгновенного давления остановки закачки (ISIP) будет приближаться к давлению закрытия (Gidley et al., 1989).

Выводы

1. Пластовые температуры горизонтов Бавлинского месторождения колеблются в среднем в пределах 25-40 °С, поэтому не

наблюдается ярко выраженных проявлений эффекта термоупругих изменений напряжений, но тем не менее их необходимо учитывать, так как они являются неотъемлемой частью процесса заводнения.

2. Рост трещин в результате эффекта автоГРП увеличивает их протяженность или развитие по высоте, а это создает опасность раннего подхода воды к добывающим скважинам или прорыва в верхние или нижние интервалы. Поэтому выбор систем разработки необходимо осуществлять с учетом параметров планируемых ГРП, вероятности проявления автоГРП, определения направления главных напряжений, определяющих ориентацию распространения трещин.

3. Контроль процесса трещинообразования, постоянный мониторинг трещин, проведение соответствующих исследований и моделирование необходимы для эффективного функционирования систем поддержания пластового давления и достижения успешности разработки месторождений с использованием гидроразрыва пласта.

Особенно это важно для условий низкопроницаемых коллекторов, где приходится поддерживать высокие давления закачки, поэтому влияние термоупругого эффекта может быть более заметным. Расчет размеров зон с пониженной температурой позволяет оценить размеры трещин в случае появления условий их развития.

4. Полученные результаты могут быть учтены в гидродинамических моделях для улучшения адаптации технологических показателей как в целом по модели, так и по отдельным скважинам. Данные таких расчетов должны учитываться при планировании геолого-технических мероприятий на скважинах для повышения их эффективности.

5. Проведенные расчёты показывают, что в 67 % скважин НГДУ «Бавлынефть» присутствует вероятность образования трещин автоГРП вследствие высокого давления закачки, т.е. более чем в половине случаев требуется обратить внимание на технологические режимы работы скважин.

Литература

- Economides M., Oligney R., Valky P. Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. Texas: Orsa Press. 2002. Pp. 64-65.
- Gidley J.L., Holditch S.A., Nierode D.E., Veatch R.W. Recent advances in-hydraulic fracturing. Monograph Series; SPE of AIME. Richardson, TX. 1989. V. 12.
- Hagoort J. Waterflooded-induced hydraulic fracturing: Dphil. Delft. 1981. 85 p.
- Perkins T.K., Gonzales J.A. The effect of thermo elastic stresses on injection well fracturing. *SPE Journal*. 1985. V. 25. № 2. Pp. 78-88.

Барсуков А.Н. Алгебра для 6-8 классов. 11-е изд. М: Просвещение. 1966. 296 с.

Гидравлика. М: Энергоатомиздат. 1984. С. 142.

Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений. М: Недра. 1986. 240 с.

Сулейманов А.Б., Карапетов К.А., Яшин А.С. Практические расчёты при текущем и капитальном ремонте скважин. М: Недра. 1984. 140 с.

Для цитирования: Салимов О.В., Гирфанов И.И., Кочетков А.В., Зиятдинов Р.З., Морозов П.Г. Влияние термоупругого эффекта на развитие трещин автоГРП в нагнетательной скважине с трещиной ГРП. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 1. С. 46-50. DOI: 10.18599/grs.18.1.8

Сведения об авторах

Олег Вячеславович Салимов – заведующий лабораторией исследования и сопровождения гидравлического разрыва пласта отдела эксплуатации и ремонта скважин

Тел: +7(85594)78-984, e-mail: sov@tatnipi.ru

Ильдар Ильясович Гирфанов – инженер лаборатории

исследования и сопровождения гидравлического разрыва пласта отдела эксплуатации и ремонта скважин

Тел: +7(85594)78-998, e-mail: gii@tatnipi.ru

Александр Викторович Кочетков – инженер лаборатории исследования и сопровождения гидравлического разрыва пласта отдела эксплуатации и ремонта скважин

Тел: +7(85594)78-998, e-mail: kav6365@tatnipi.ru

Радик Зауязтович Зиятдинов – научный сотрудник лаборатории исследования и сопровождения гидравлического разрыва пласта отдела эксплуатации и ремонта скважин

Тел: +7(85594)78-660, e-mail: zrz5969@tatnipi.ru

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423230, Бугульма, ул. Джалиля, д. 32

Павел Георгиевич Морозов – заместитель начальника технологического отдела по разработке нефтяных и газовых месторождений НГДУ «Бавлынефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423930, Республика Татарстан, Бавлы, ул. Гоголя, д. 20. Тел: +7(855-69)45-161, e-mail: morozovpg@tatneft.ru

The Influence of Thermoelastic Effect on Cracks of Automatic Hydraulic Fracturing in Injection Wells

O.V. Salimov¹, I.I. Girfanov¹, A.V. Kochetkov¹, R.Z. Ziyatdinov¹, P.G. Morozov²

¹Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) PJSC Tatneft, Bugulma, Russia

²Oil and Gas Production Department «Bavlyneft» PJSC Tatneft, Bavly, Russia

Received December 14, 2015

Abstract. Water injection with reservoir pressure maintenance changes the state of reservoir system and requires special attention. Formation of man-made cracks and cracks caused by automatic hydraulic fracturing is one of the risk factors in rapid flooding of production wells. The temperatures changes in the area of injection well affect local stresses in the reservoir and are manifested in the form of thermoelastic effect. This effect reduces the distribution pressure of existing hydraulic fracturing cracks. The article considers the probability of thermoelastic effect in injection wells in which hydraulic fracturing processes have been carried out. Examples and calculations are given for determining the probable occurrence of cracks caused by automatic hydraulic fracturing. It was found that for more than half of the cases cracks occur by automatic hydraulic fracturing due to the influence of thermoelastic effect.

Keywords: hydraulic fracturing, thermoelastic effect, automatic hydraulic fracturing, man-made cracks, injection well

References

Barsukov A.N. Algebra (6-8 classes): for secondary schools. 11th ed. Moscow: Prosveschenie Publ. 1966. 296 p.

Economides M., Oligney R., Valky P. Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. Texas: Orsa Press. 2002. Pp. 64-65.

Gidley J.L., Holditch S.A., Nierode D.E., Veatch R.W. Recent advances in-hydraulic fracturing. Monograph Series; SPE of AIME. Richardson, TX. 1989. V. 12.

Gidravlika [Hydraulics]. Moscow: Energoatomizdat Publ. 1984. 142 p.

Hagoort J. Waterflooded-induced hydraulic fracturing: Dphil. Delft. 1981. 85 p.

Perkins T.K., Gonzales J.A. The effect of thermo elastic stresses on injection well fracturing. *SPE Journal*. 1985. V. 25. № 2. Pp. 78-88.

Suleymanov A.B., Karapetov K.A., Yashin A.S. Prakticheskie raschety pri tekuschem i kapital'nom remonte skvazhin [Practical calculations under the current and workover]. Moscow: Nedra Publ. 1984. 140 p.

Zheltoy Yu.P. Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy [Oil development]. Moscow: Nedra Publ. 1986. 240 p.

For citation: Salimov O.V., Girfanov I.I., Kochetkov A.V., Ziyatdinov R.Z., Morozov P.G. The influence of thermoelastic effect on cracks of automatic hydraulic fracturing in injection wells. *Georesursy* [Georesources]. 2016. Vol. 18. No. 1. Pp. 46-50. DOI: 10.18599/grs.18.1.8

Information about authors

Oleg V. Salimov – PhD, Chief of Hydrofrac Research Laboratory, Well Operation and Workover Department

Phone: +7(85594)78-984, e-mail: sov@tatnipi.ru

Ildar I. Girfanov – Engineer, Hydrofrac Research Laboratory, Well Operation and Workover Department

Phone: +7(85594)78-998, e-mail: gii@tatnipi.ru

Aleksandr V. Kochetkov – Engineer, Hydrofrac Research Laboratory, Well Operation and Workover Department,

Phone: +7(85594)78-998, e-mail: kav6365@tatnipi.ru

Radik Z. Ziyatdinov – Scientific Researcher, Hydrofrac Research Laboratory, Well Operation and Workover

Phone: +7(85594)78-660, e-mail: zrz5969@tatnipi.ru

Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) PJSC Tatneft. Russia, 423230, Bugulma, M.Jalil str. 32

Pavel G. Morozov – Deputy Head of Reservoir Engineering Department, Oil and Gas Production Department «Bavlyneft» PJSC Tatneft. Russia, 423930, Bavly, Gogol str. 20

Phone: +7(855-69)45-161, e-mail: morozovpg@tatneft.ru