

УДК 550.832

ОБ ОЦЕНКЕ ПРОТЯЖЕННОСТИ ЗОНЫ УХУДШЕННОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ВОКРУГ СКВАЖИНЫ

Меркулов А.А., Улунцев Ю.Г., Гимаев А.Ф.

ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика»

e-mail: merkulov@vnpivzryv.ru

Аннотация. В статье приводится оценка радиуса зоны ухудшенной проницаемости с использованием двух значений коэффициента продуктивности, характерных для начальной и текущей стадий эксплуатации скважины.

Ключевые слова: скважина, коэффициент продуктивности, проницаемость, газодинамический разрыв пласта

Одной из причин недостижения проектного дебита нефтедобывающих скважин являются ухудшенные фильтрационные свойства прискважинной зоны пласта (ПЗП). Определение параметров вторичного вскрытия в таких условиях исследовано в работе [1]. Наблюдаемое снижение дебита эксплуатационных скважин может быть следствием увеличения размеров этой зоны за счет отложений асфальто-смолистых веществ или, например, следствием проведенных геолого-технических мероприятий (ГТМ) и ремонтно-изоляционных работ (РИР).

Одним из методов улучшения фильтрационных свойств этой зоны является метод газодинамического разрыва пласта (ГДРП) с использованием генераторов давления, жидких горюче-окислительных составов (ГОС) и комплексных аппаратов «перфоратор-генератор». Метод основан на образовании трещин в продуктивном пласте под действием давления, создаваемого продуктами горения твердого топлива или ГОС. Расчетная протяженность образованных трещин составляет от 2 до 15 - 20 м в зависимости от геолого-технических параметров и применяемого варианта ГДРП. Успех обработки во многом зависит от того, превысила ли протяженность образованной трещины размеры (радиус) зоны ухудшенной проницаемости пласта. Для определения этих размеров возникает необходимость проведения гидродинамических исследований в скважине, что не всегда экономически привлекательно из-за неизбежной остановки скважины.

Приведем оценку радиуса зоны ухудшенной проницаемости с использованием двух коэффициентов продуктивности η_1 и η_2 , характерных для начальной и текущей стадий эксплуатации, соответственно:

$$\eta_1 = \frac{2 \pi \varepsilon}{\ln(R_k/r_c) + B_1 \ln(R_1/r_c)}, \quad (1)$$

$$\eta_2 = \frac{2 \pi \varepsilon}{\ln(R_k/r_c) + B_2 \ln(R_2/r_c)}, \quad (2)$$

где $\varepsilon = kh/\mu$ – гидропроводность пласта в незагрязненной части; r_c, R_k – радиусы скважины и контура питания, соответственно; k_1, k_2 – проницаемости ухудшенной зоны в начальной и текущей стадиях эксплуатации, соответственно; k – проницаемость пласта; $B_1 = k/k_1 - 1$; $B_2 = k/k_2 - 1$; R_1 и R_2 – радиусы зоны ухудшенной проницаемости (загрязненной зоны) в начальной и текущей стадиях эксплуатации.

Из (1) и (2) радиус зоны ухудшенной проницаемости

$$R_2 = r_c \left(\frac{R_1}{r_c} \right)^\alpha, \quad (3)$$

где

$$\alpha = \frac{B_1}{B_2} \frac{2\pi\varepsilon/\eta_2 - \ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi\varepsilon/\eta_1 - \ln \frac{R_k}{r_c}}.$$

Так как проницаемость на поздних стадиях эксплуатации, когда ухудшились фильтрационные свойства пласта, уменьшается, то отношение $B_1/B_2 < 1$. Принимая $B_1/B_2 = 1$, мы получим наибольшее значение α и максимально возможное значение текущего радиуса ухудшенной проницаемости R_2 . Радиус R_1 можно получить как по данным промысловых геофизических исследований, так и оценить по соотношению

$$R_1 = r_c \sqrt{1 + \frac{2ut}{mr_c}},$$

где u – скорость фильтрации бурового раствора в пласт; m – коэффициент пористости пласта; t – время контакта бурового раствора с пластом.

Таким образом, зная гидропроводность незагрязненной части пласта ε , коэффициенты продуктивности η_1 и η_2 , радиус ухудшенной проницаемости в начальной стадии эксплуатации R_1 , можно определить максимально возможный текущий радиус зоны ухудшенной проницаемости.

Рассмотрим на примере одной скважины изменение зоны ухудшенной проницаемости в процессе эксплуатации скважины с использованием соотношения (3).

Скважина № 14 Южно-Лиственничная:

гидропроводность $\varepsilon = 3 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$; коэффициент продуктивности текущий $\eta_2 = 0,4 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$; $R_k = 200 \text{ м}$, $r_c = 0,1 \text{ м}$, а текущий коэффициент продуктивности снизился в два раза по сравнению с начальной стадией эксплуатации.

В процессе эксплуатации скважины изменяется коэффициент продуктивности за счет изменения радиуса зоны загрязнения. На рис. 1 показано, как изменяется радиус загрязненной зоны при снижении продуктивности для двух значений начального радиуса загрязнения. Когда коэффициент продуктивности снизился в 2 раза, радиус загрязненной зоны может увеличиться в 4 раза при $R_1 = 0,25 \text{ м}$ и в 10 раз при $R_1 = 0,5 \text{ м}$.

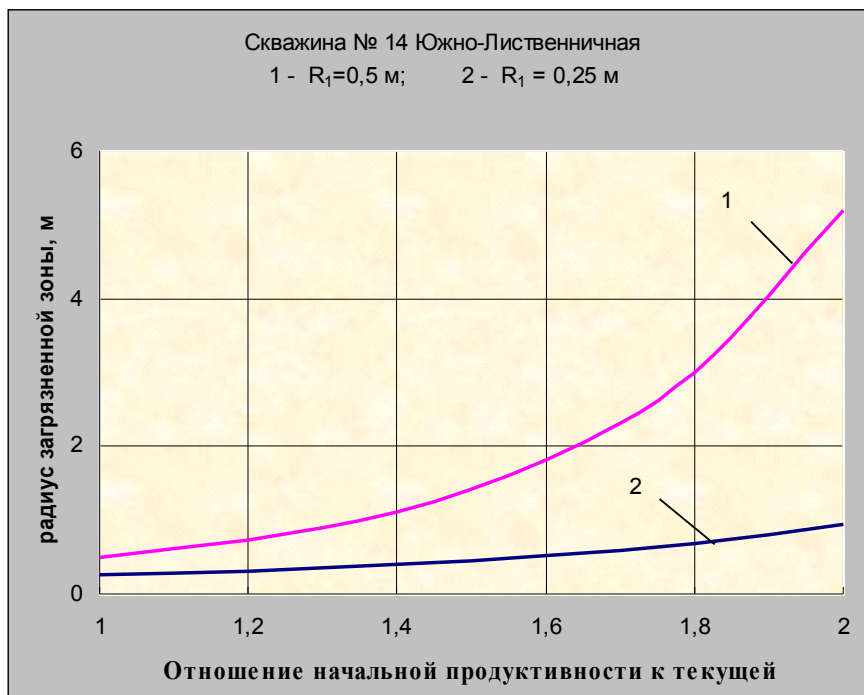


Рис. 1

На рис. 2 приведена зависимость радиуса зоны загрязнения от его начального значения при $\eta_1/\eta_2 = 2$ для рассматриваемой скважины.

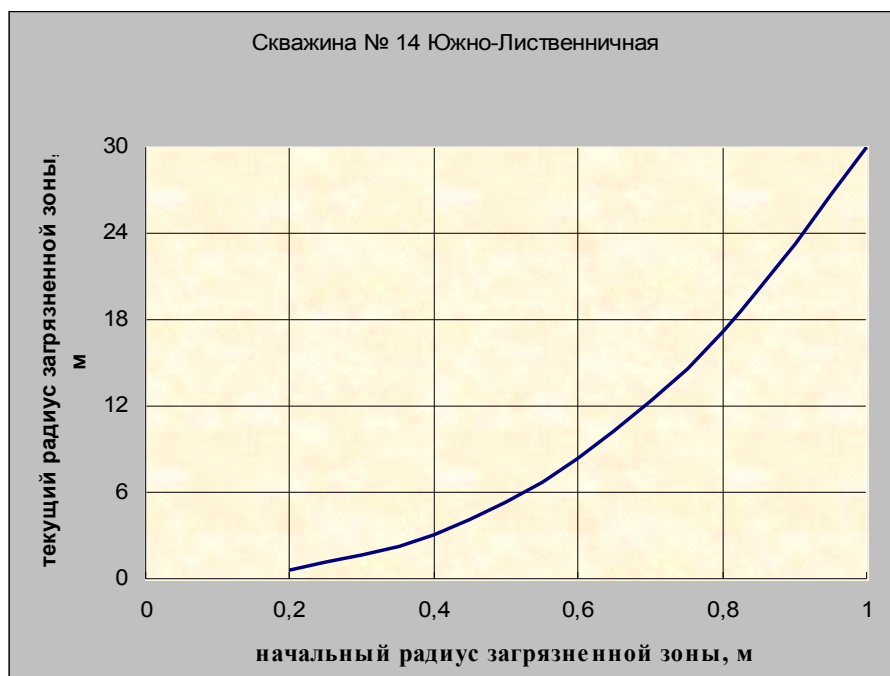


Рис. 2

Представленные расчеты показывают на значительное влияние начального радиуса зоны загрязнения на развитие этой зоны в процессе эксплуатации. Кроме того, расчеты выявили, что для данной скважины радиус зоны загрязнения при начальном значении 0,5 м не более 5 м. При начальном же радиусе более 0,5 м радиус зоны загрязнения может увеличиться до нескольких десятков метров.

Зная протяженность зоны ухудшенной проницаемости, выбирают такие параметры технологии ГДРП – аппаратура, компоновка, число и последовательность выполнения операций, которые позволят обеспечить надежную гидродинамическую связь скважины с незагрязненной частью пласта.

Литература

1. Гайворонский И.Н., Меркулов А.А., Балдин А.В., Улунцев Ю.Г. Обеспечение эффективной гидродинамической связи скважины с пластом при вторичном вскрытии // Каротажник. 2006. № 10-11. С. 153-170.
2. Меркулов А.А. Импульсные технологии интенсификации и гидроразрыв пласта (часть I) // Нефтяное хозяйство. 2008. № 9. С. 127-129.
3. Меркулов А.А. Импульсные технологии интенсификации и гидроразрыв пласта (часть II) // Нефтяное хозяйство. 2009. № 1. С. 86-88.

ABOUT EVALUATION EXTENT OF DETERIORATED WELLBORE PERMEABILITY ZONE

A.A. Merkulov, Yu.G. Uluntsev, A.F. Gimaev

VNIP Ivzryvgeofizika OJSC

e-mail: merkulov@vnipivzryv.ru

Abstract. *The article presents an evaluation of the radius of deteriorated wellbore permeability using two productivity ratios, which are taken from the initial and current stages operation of the well.*

Keywords: *well, productivity ratio, wellbore permeability, formation gas-dynamic fracturing*

References

1. I.N. Gajvoronsky, A.A. Merkulov, A.V. Baldin, Yu.G. Uluntsev. Obespechenie effektivnoi gidrodinamicheskoi svyazi skvazhiny s plastom pri vtorichnom vskrytii (Maintenance of effective hydrodynamical communication of a well with a bed at secondary opening). *Karotazhnik*, 2006, Issue 10-11, pp. 153-170.

2. Merkulov A.A. Impul'snye tekhnologii intensivatsii i gidrorazryv plasta (chast I) (Impulse technologies and the intensification of hydraulic fracturing (Part I)). *Oil Industry - Neftyanoe khozyaistvo*, 2008, Issue 9, pp. 127-129.

3. Merkulov A.A. Impul'snye tekhnologii intensivatsii i gidrorazryv plasta (chast II) (Impulse technologies and the intensification of hydraulic fracturing (Part II)). *Oil Industry - Neftyanoe khozyaistvo*, 2009, Issue 1, pp. 86-88.