



Оценка эффективности закрепления слабосцементированных коллекторов в нефтяных и газовых скважинах

Сем. С. ДЕМИЧЕВ,
главный геолог
ООО НПФ «Геотерм»

И.И. КЛЕЩЕНКО,
д.г.-м.н., профессор

В.С. СМИРНОВ,
ассистент
кафедра «Бурение нефтяных и
газовых скважин»

Тюменский государственный
нефтегазовый университет

П.С. ДЕМИЧЕВ,
геолог
ООО НПФ «Геотерм»
geoterm2007@yandex.ru

И.В. ЛЕСЬ,
инженер
НГДУ «Федоровск-нефть»
ОАО «Сургутнефтегаз»
Les200@mail.ru

Авторами статьи разработаны крепящие составы и технологии закрепления прискважинной зоны пласта при эксплуатации нефтяных и газовых скважин, способствующие увеличению межремонтного периода работы скважины и дающие значительную экономию на расходах при промывке скважин.

ASSESSMENT OF FASTENING EFFICIENCY OF POORLY CEMENTED RESERVOIRS IN OIL AND GAS WELLS

Sem. DEMICHEV, «Geotherm» SPF LLC

I. KLESHCHENKO, V. SMIRNOV, Tyumen' State oil and gas University

P. DEMICHEV, «Geotherm» SPF LLC I. LYES', «Surgutneftegas» JSCo's «Fyodorovsk-neft» NGDU

The article's authors developed «Geotherm» fastening compositions and fastening technologies of near-well zone of formation during exploitation of oil and gas wells, that promote to increase inter-repair period of well work and give considerable economizing of expenditures during flushing of wells.

Keywords: big repair of wells, sand showings, wells' washing, fastening of poorly cemented reservoirs

Эффективность использования фонда нефтегазодобывающих скважин в Западно-Сибирской нефтегазонадной провинции (ЗСНГП) в значительной мере обусловлена влиянием природно-климатических, геолого-физических и геолого-промысловых факторов, объективно формирующих повышенную частоту технико-эксплуатационных осложнений в скважинах и трудоемкость различных видов восстановительных работ при капитальном ремонте скважин (КРС).

Разработка нефтяных и газовых (газоконденсатных) месторождений и эксплуатация скважин в осложненных условиях требуют развития определенных форм обслуживания и ремонта, обуславливающих, в конечном счете, эффективность работы фонда скважин и повышение нефтегазоотдачи. При этом важно оценить возможность применения существующей техники и технологий при КРС, определить основные направления и задачи их совершенствования.

Нормальная эксплуатация скважин может нарушаться в связи с поступлением из пласта песка и образованием в интервале фильтра скважины песчаной пробки. В скважинах, пласты которых сложены слабосцементированным песком, длина пробки может достигать сотни метров. Их ликвидируют, промывая буровым раствором, водой, нефтью, газожидкостными смесями, пенами, продувая воздухом.

Ликвидация песчаных пробок предполагает повторные промывки скважин

через определенные промежутки времени. Практика выполнения этих работ показала, что периоды промывки скважин, в частности на Федоровском месторождении (пласт АС₄₋₈), составляют от нескольких суток до сотен суток. Продолжительность промывки при этом составляет от 6 до 12 суток и оценивается, со всеми расходами, в среднем в 2 млн рублей.

Нами разработаны крепящие составы и технологии закрепления прискважинной зоны пласта (ПЗП) [1] при эксплуатации нефтяных и газовых скважин, способствующие увеличению межремонтного периода работы скважины с оптимальным количеством взвешенных частиц (КВЧ) и проектным дебитом углеводородов; при этом стоимость одной операции в среднем составляет 0,5 млн руб., а межремонтный период достигает (скважины Федоровского месторождения, пласт АС₄₋₈) одного года и более.

Высокая надежность работы нефтяных и газовых скважин и малый объем ремонтных работ способствуют увеличению межремонтного периода и коэффициента эксплуатации скважин, создают наиболее благоприятные условия в организации и управлении процессом нефтегазодобычи [2, 3].

Исчерпывающей характеристикой надежности является закон распределения времени безотказной работы. Если имеются вид закона и его параметры, то легко определить любую характеристику

Табл. 1. Исходные данные по скважинам для расчета

№	скважина	период работы, сут.
1	4402	987
2	1629	159
3	1629	814
4	4143	892
5	3938	67
6	3938	530
7	558	439
8	8115	239
9	1653	329
10	4400	528
11	1372	491
12	6002	530
13	574	431
14	6250	470
15	6037	466
16	627	433
17	7635	262
18	1109	227
19	1109	45

надежности системы. Статистическое определение закона распределения времени безотказной работы связано с большими трудностями. По данным статистического ряда строятся графики статистических функций показателей надежности [4].

При разработке метода оценки эффективности применения крепящего состава для ограничения пескопроявлений в нефтяной или газовой скважине нами выполнено теоретическое обоснование закона распределения отказов (остановок) в работе скважин из-за разрушения коллекторов и выноса песка в ствол скважины с образованием песчаных пробок.

Теоретический закон предопределяет знание физической природы процессов, происходящих в скважине после проведения того или иного геолого-технического мероприятия (ГТМ), формы кривой плотности распределения и коэффициента вариации.

Рассмотрим пескопроявления в нефтяных скважинах Федоровского месторождения, эксплуатирующих пласт АС₄₋₈. Разработанная нами программа служит для определения параметров закона распределения времени работы скважины с оптимальным количеством взвешенных частиц в продукции после проведения ГТМ по закреплению продуктивного пласта-коллектора в ПЗП.

В табл. 1 приведены данные о времени работы скважин с оптимальным КВЧ после проведения ГТМ по закреплению коллектора в ПЗП.

После импортирования данных в разработанную программу, задания пределов и интервалов, а также задания времени планового капитального ремонта рассчитываются параметры распределения.

Коэффициент готовности K_r скважины есть функция времени и он связан с коэффициентом эксплуатации [2]:

$$K_r = 1 / (1 + (t_a - t_n) \cdot \lambda(t_o)) \tag{1}$$

где t_a – длительность проведения послеостановочного ремонта;

t_n – длительность планового ремонта;

λ – интенсивность пескопроявления;

t_o – оптимальный период проведения ГТМ.

Обоснование и выбор теоретического закона распределения отказов скважин из-за разрушения коллекторов, выноса песка и образования песчаных пробок обуславливаются формой кривой плотности распределения и величиной коэффициента вариации.

Значение коэффициента вариации определяется по формуле:

$$V = \sigma / \bar{t} \tag{2}$$

где σ – среднее квадратичное отклонение;

\bar{t} – среднее значение периода безотказной работы скважины, позволяющее судить об условиях эксплуатации.

Среднее квадратичное отклонение определяется по формуле:

$$\sigma = \sqrt{\sum (t_{ic} - \bar{t})^2 P_i} \tag{3}$$

где \bar{t} – среднее значение периода безотказной работы скважины;

P_i – опытная вероятность;

t_{ic} – середина временного интервала, соответствующая P_i .

Известно, что при коэффициенте вариации $V < 0,3$ имеет место нормальное распределение, при $V > 0,5$ – распределение Вейбулла.

Плотность вероятности отказов при этом имеет вид:

$$f(t) = \frac{b}{a} \left(\frac{t}{a}\right)^{b-1} \exp\left[-\left(\frac{t}{a}\right)^b\right] \tag{4}$$

где t – время безотказной работы скважины;

a, b – параметры распределения Вейбулла; параметр b определяется при известном коэффициенте вариации.

Вероятность безотказной работы:

$$P(t) = \exp\left[-\left(\frac{t}{a}\right)^b\right] \tag{5}$$

Функция распределения:

$$F(t) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{t}{a}\right)^b\right] \tag{6}$$

Интенсивность пескопроявления:

$$\lambda(t) = \frac{b}{a} \left(\frac{t}{a}\right)^{b-1} \tag{7}$$

при этом:

$$a = \bar{t} / K_b \tag{8}$$

где K_b – параметр, определяемый при известном коэффициенте вариации.

Оптимальное время проведения ГТМ (ремонта) находится из следующего уравнения:

$$\phi(t_o) = \lambda(t_o) \int_0^{t_o} P(t) dt - F(t_o) = \frac{t_n}{t_a - t_n} \tag{9}$$

при условии $t_a > t_n$.

Применяя замену переменной, получим следующий интеграл:

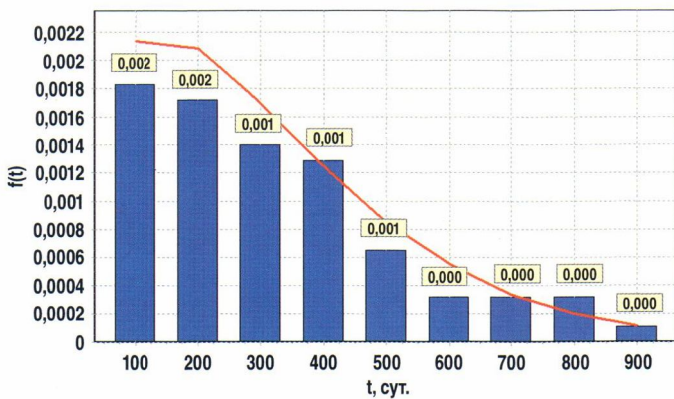


Рис. 1. Гистограмма и функция плотности распределения наработки скважины до периода пескопроявления f(t)

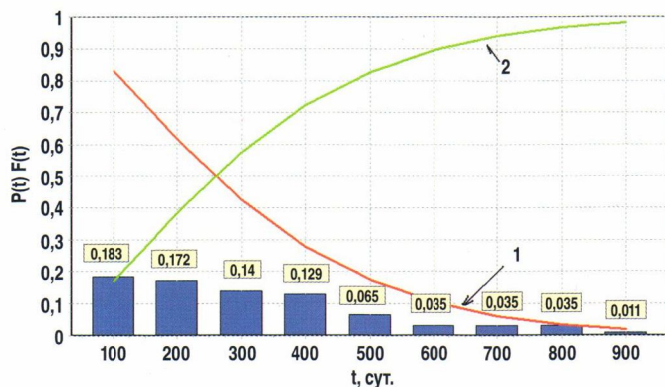


Рис. 2. Гистограмма и функция вероятности наработки скважины P(t) (1) до периода пескопроявления и функция распределения отказов F(t) (2) по причине пескопроявления

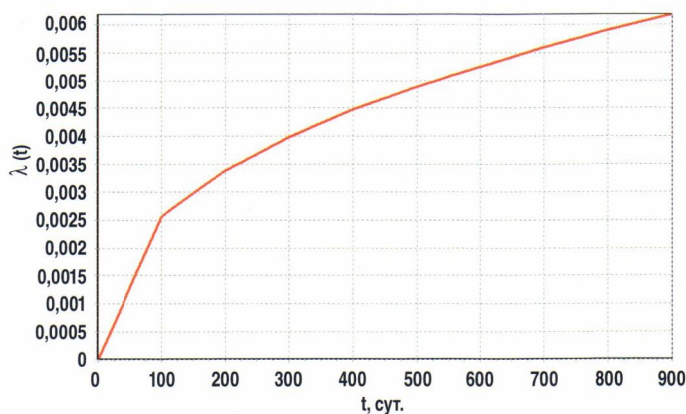


Рис. 3. Функция интенсивности пескопроявлений lambda(t)

$$\int_0^{t_0} P(t) dt = \int_0^{t_0} \exp\left[-\left(\frac{t}{a}\right)^b\right] dt = \left(\frac{t}{a}\right)^b = x \Rightarrow t = ax^{\frac{1}{b}} \quad (10)$$

$$dt = d(ax^{\frac{1}{b}}) = \frac{a}{b} x^{\frac{1}{b}-1} dx = \frac{a}{b} \int_0^{X_0} e^{-x} x^{\frac{1}{b}-1} dx,$$

где X_0 – переменная, соответствующая оптимальному времени проведения ГТМ.

Данный интеграл соответствует нижнему пределу неполной гамма-функции:

$$\gamma\left(\frac{1}{b}, X_0\right) = \int_0^{X_0} e^{-x} x^{\frac{1}{b}-1} dx = \left(\frac{1}{b}\right)^{-1} X_0^{\frac{1}{b}} e^{-X_0} F_1\left(1, 1 + \frac{1}{b}, X_0\right), \quad (11)$$

где

$$F_1\left(1, 1 + \frac{1}{b}, X_0\right) = 1 + \frac{X_0}{\left(1 + \frac{1}{b}\right)} + \frac{X_0^2}{\left(1 + \frac{1}{b}\right)\left(2 + \frac{1}{b}\right)} + \dots = \sum_{k=0}^{\infty} \frac{X_0^k}{\left(1 + \frac{1}{b}\right)^k} \quad (12)$$

Уравнения (10 – 12) необходимы для нахождения t_0 – оптимального периода проведения ГТМ.

Среднее квадратичное отклонение рассчитывается по формуле:

$$\sigma = \sqrt{\sum (t_{ic} - \bar{t})^2 P_i} = 222.048.$$

Коэффициент вариации рассчитывается по формуле: $V = \sigma / \bar{t} = 0,726$.

Так как $V > 0,5$ – наблюдается распределение Вейбулла.

Коэффициент a определяется по формуле:

$$a = \bar{t} / K_b = 335,785.$$

Затем определяются следующие зависимости:

1) плотность вероятности отказов:

$$f(t) = \frac{b}{a} \left(\frac{t}{a}\right)^{b-1} \exp\left[-\left(\frac{t}{a}\right)^b\right] = 0.00417 \left(\frac{t}{335.785}\right)^{0.4} \exp\left[-\left(\frac{t}{335.785}\right)^{1.4}\right];$$

2) вероятность безотказной работы:

$$P(t) = \exp\left[-\left(\frac{t}{a}\right)^b\right] = \exp\left[-\left(\frac{t}{335.785}\right)^{1.4}\right];$$

3) функция распределения:

$$F(t) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{t}{a}\right)^b\right] = 1 - \exp\left[-\left(\frac{t}{335.785}\right)^{1.4}\right];$$

4) интенсивность пескопроявления:

$$\lambda(t) = \frac{b}{a} \left(\frac{t}{a}\right)^{b-1} = 0.00417 \left(\frac{t}{335.785}\right)^{0.4}.$$

Оптимальный межремонтный период рассчитывается для нескольких периодов ремонтов после остановки скважины.

Графическое изображение определенных выше зависимостей показано на рис. 1 – 4.



На рис. 4 изображена зависимость $\phi(t_0)$, необходимая для нахождения оптимального периода проведения ГТМ по закреплению слабосцементированного продуктивного пласта на скважине.

Как показали расчеты, длительность сохранения эффекта от закрепления слабосцементированного коллектора пласта АС₄₋₈ Федоровского месторождения составом «Геотерм» распределяется по закону Вейбулла с параметрами распределения $a=335,785$ и $b=1,4$.

Таким образом, функция вероятности безотказной работы, то есть добычи нефти с КВЧ меньшим, чем в период до проведения ГТМ, выглядит следующим образом:

$$P(t) = \exp\left[-\left(\frac{t}{a}\right)^b\right] = \exp\left[-\left(\frac{t}{335,785}\right)^{1,4}\right]$$

Из определенных зависимостей (4 – 7,9), изображенных графически на рис. 1 – 4, следует, что с увеличением времени работы скважины уменьшается веро-

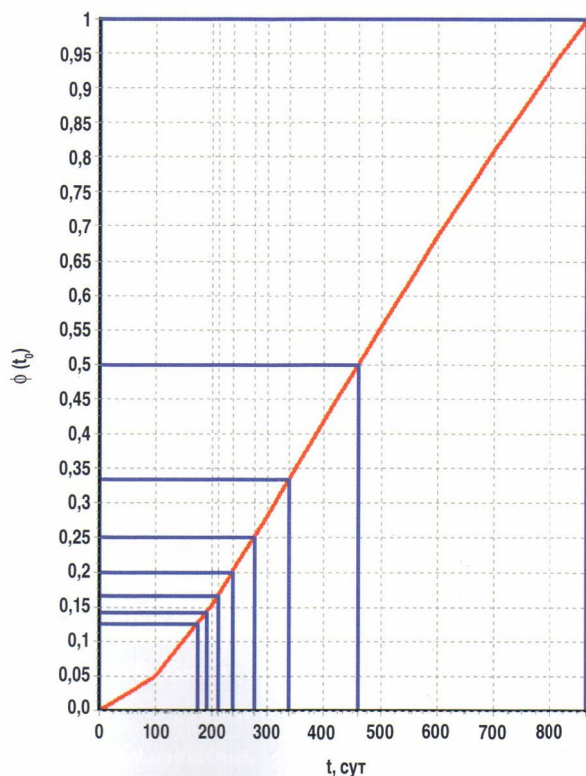


Рис. 4. Функция $\phi(t_0)$ для определения оптимального периода проведения ГТМ по закреплению коллектора

ятность безотказной работы скважины и увеличивается вероятность появления ситуаций, приводящих к росту количества взвешенных частиц в продукции скважины, а зависимость (9) показывает оптимальный период проведения ГТМ по закреплению ПЗП на скважине.

Таким образом, расчет по выбору оптимальных периодов проведения и организации ГТМ по закреплению слабосцементированных коллекторов, склонных к пескопроявлению, выполняют в следующей последовательности:

- устанавливают (по данным эксплуатации) закон распределения остановок скважин из-за пескопроявлений;
- определяют оптимальные периоды проведения ГТМ по закреплению ПЗП при известных t_a, t_n ;
- для прогнозирования оптимального времени проведения последующего ГТМ по закреплению ПЗП, по данным эксплуатации скважины за определенное время текущего года, оценивают параметры распределения;
- составляют план-график проведения ГТМ по закреплению ПЗП на последующий период.

Литература

1. Патент РФ № 2246605. Состав для повышения нефтеотдачи пласта /Серг.С. Демичев, К.А. Баздуков, А.И. Багров, Сем.С. Демичев и др. Оpubл. 20.02.2005.
2. Кучумов Р.Я., Кучумов Р.Р., Пчелинцев Ю.В. Моделирование системы технического обслуживания и ремонта скважинного оборудования в осложненных условиях эксплуатации. Тюмень: Вектор Бук, 2000. 170 с.
3. Бочкарев В.К., Клещенко И.И., Демичев Сем.С., Карнаухов М.Л. и др. Ограничение водопескопроявлений при разработке залежей со слабосцементированными коллекторами. Тюмень: Вектор Бук, 2010. 190 с.
4. Кучумов Р.Я., Ревнивых А.В., Наместников С.В. Выбор законов распределения отказов скважин по причине отказов установок ЭЦН, ШСН, нарушения изоляции и негерметичности труб / В кн.: «Моделирование технологических процессов нефтегазодобычи» // Сб. научн. трудов ТЮМГНГУ. Тюмень: Вектор Бук, 2006. С. 53 – 65. ■

Ключевые слова: капитальный ремонт скважин, пескопроявления, промывка скважин, закрепление слабосцементированных коллекторов