



УДК 622.279.73

МЕТОДЫ УЛУЧШЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ

METHODS TO IMPROVE FILTRATION-VOLUMETRIC PROPERTIES OF THE BOTTOMHOLE ZONE

Гасимова Джавахир Расул

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности
gasymova1974@list.ru

Gasimova Javahir Rasul

Azerbaijan State Oil and Industry University
gasymova1974@list.ru

Аннотация. Проведен анализ ухудшения фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны и установлены основные их причины возникновения в процессе бурения и эксплуатации скважин. Установлено, что для восстановления добычи скважины наиболее эффективно применение метода гидравлической кавитации, который позволяет обработку скважин со 100%-ной кольматацией, обеспечивает восстановление петрофизических свойств окоскважинной части продуктивного горизонта и в качестве технической жидкости можно здесь можно использовать пластовую воду.

Annotation. The analysis of worsening of filtration-capacitative properties of the bottomhole zone has been carried out and the main reasons of their appearance in the process of drilling and well operation have been established. It was found that the most effective way to restore well production is to use the method of hydraulic cavitation, which allows the treatment of wells with 100 % of colmatation, provides the restoration of petrophysical properties of the near-wellbore part of the productive horizon and formation water can be used as a technical fluid.

Ключевые слова: фильтрационно-емкостные свойства, пористость, проницаемость, кольматация, призабойная зона, кавитатор, импульс давления.

Keywords: filtration-capacitative properties, porosity, permeability, col-mation, bottom-hole zone, cavitator, pressure pulse.

Введение. До вскрытия месторождения скважинами все физические параметры пласта – температура, давление, пористость и проницаемость, распределение нефти, воды и газа в залежи – находятся в состоянии, установившемся в течение геологических периодов, прошедших с момента формирования залежи.

С момента вскрытия и начала эксплуатации залежей эти установившиеся условия нарушаются и наступает момент, при котором начинаются изменения свойств пластовых жидкостей, их движения и перераспределения в пористой среде. Закономерности движения нефти, газа и воды и изменение всех их параметров зависят от условий эксплуатации и разработки залежи и от начальных условий пласта.

Следует отметить, что результатом кольматации является ухудшение эксплуатационных характеристик скважин, что влечет за собой снижение объема добычи действующих скважины и приемистости нагнетательных скважин [1].

Постановка задачи. Основной задачей исследования является изучение причин ухудшения фильтрационных характеристик призабойной зоны эксплуатационных и нагнетательных скважин, а также анализ существующих технологий, направленных на интенсификацию процессов восстановления эксплуатационных характеристик скважин.

Методы решения. Для более эффективного изучения возможностей ухудшения гидропроводности и гидродинамических характеристик пристволенной части скважины за счет фильтрации в окружающую пористую среду, изучения влияния геолого-физических и технологических параметров эксплуатации среды на их длительную устойчивость рассматривается физико-механическая модель пристволенной зоны (рис. 1).

Математическая модель, построенная на основе механической, ставит задачи:

1) решения по определению перепада давления для условий радиальной фильтрации, представляемой уравнением пьезопроводности с учетом граничных условий соответствующей механической модели (рис. 1)

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \chi \left(\frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} + \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} \right)$$

$$P(r,0) = P_0$$

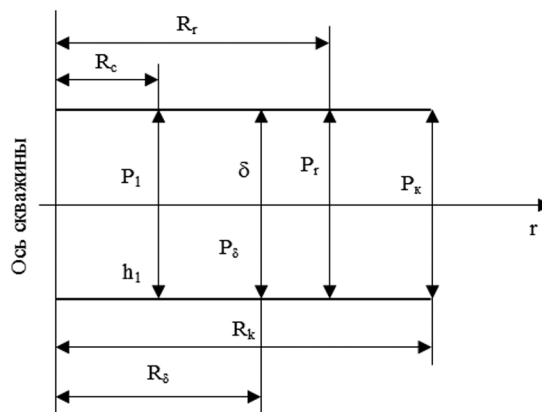


Рисунок 1 – Физико-механическая модель приствольной зоны: P_1 – давление в скважине радиусом R_c ; P_δ – давление за глинистой коркой толщиной δ и радиусом R_δ ; P_r и P_k – давления на расстояниях соответственно R_r и R_k от оси ствола скважины

$$\left. \frac{\partial P}{\partial r} \right|_{r=R_0} = \frac{Q\mu}{2\pi h n} = a, \tag{1}$$

$$P|_{r=R_k} = P_0$$

где P – давление в точке с координатами (r, t) .

2) определение перепада давления (ПД) согласно (1) и с учетом фильтрации в различных по проницаемости средах:

$$P_r = P_1 - \frac{\Delta P}{1 + \frac{(K_n/K_k) \ln[R_c / (R_c - \delta)] + \ln(r / R_c)}{\ln(R_k / r)}}, \tag{2}$$

где ΔP – начальный перепад давления между скважиной и пластом, МПа; K_n и K_k – соответственно проницаемость породы и глинистой корки; R_c – радиус скважины; R_k – глубина проникновения фильтра, которая определяется как $R_k = \sqrt{(\Phi / \pi \alpha m) + R_c^2}$; m – пористость среды; α – коэффициент остаточного насыщения среды жидкостью; Φ – количество отфильтрованной жидкости в среду, м³/м.

Количество отфильтрованной жидкости в среду Φ определяется:

– при статической фильтрации (когда нет циркуляции)

$$\Phi_c = 1,01 \cdot 10^{-5} B D \alpha_{t,c} \Delta P^{0,2} \cdot t_c \sqrt{t_c};$$

– при динамической фильтрации (когда есть циркуляция)

$$\Phi_\delta = 3,48 \cdot 10^{-5} B D \alpha_{t,\delta} \Delta P^{0,2} \cdot t_\delta \sqrt{Q / M^3};$$

где B – водоотдача промывочной жидкости за 0,5 ч по ВМ-6, м³/ч; D – диаметр ствола скважины, м; $\alpha_{t,c}$ и $\alpha_{t,\delta}$ – температурный коэффициент, соответственно, статической и динамической фильтраций; t_c и t_δ – время, соответственно, статической и динамической фильтраций; Q – подача насоса, м³/ч; M – гидравлический радиус кольцевого пространства, м.

Ниже приведено графическое изображение процессов статической и динамической фильтраций (рис. 2).

В зоне глинистой корки действие перепада давления представляется как:

– при статической фильтрации

$$P_{\delta c} = P_1 - \frac{\Delta P}{1 + \ln \sqrt{1 + \frac{0.064 \alpha_{t,c} B \Delta P^{0,2} t_c \sqrt{t_c}}{\alpha m R_c}} \bigg/ \frac{K_n \ln \frac{R_c}{R_c - \delta}}{K_k}};$$

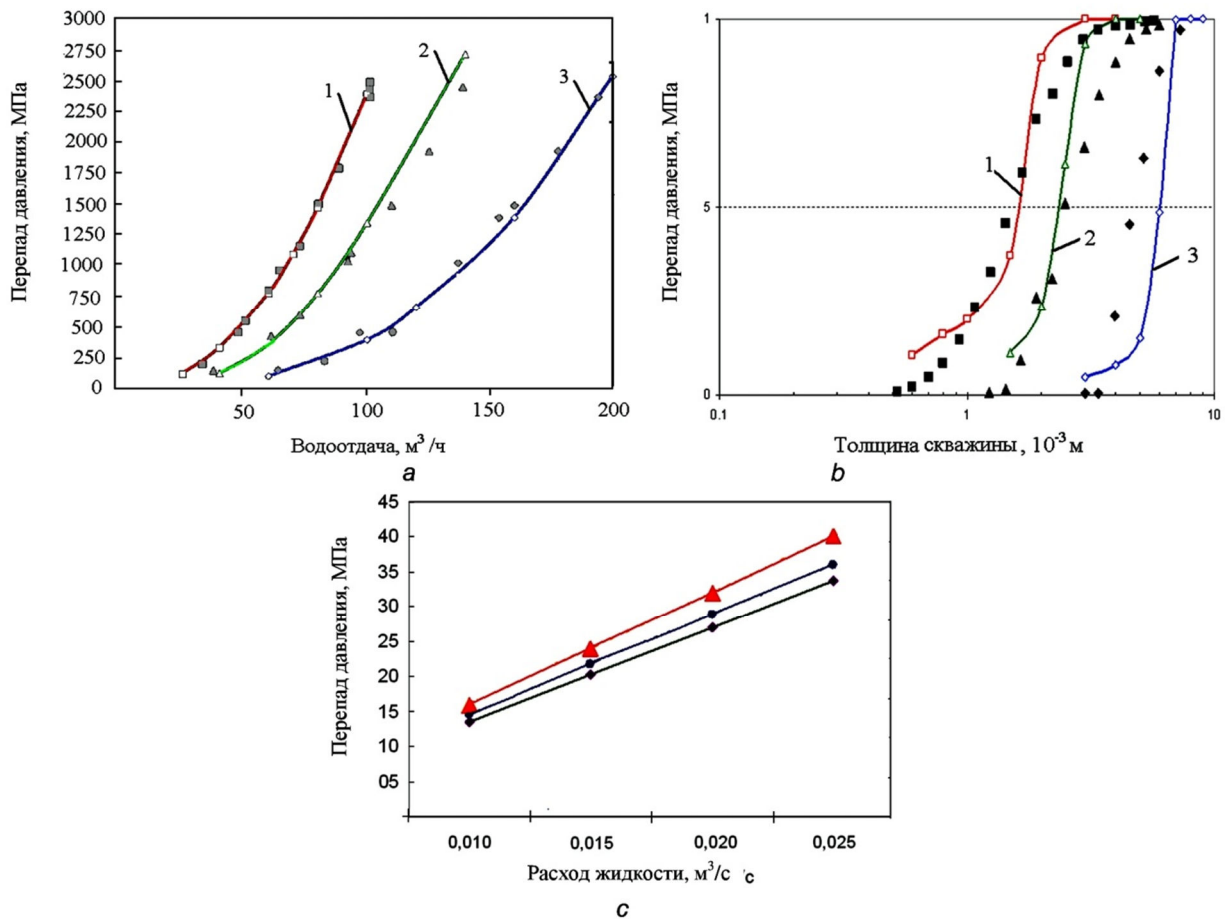


Рисунок 2 – Графическое изменение процессов динамической фильтрации:
 а) 1 – $V = 10 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{ч}$; 2 – $V = 5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{ч}$; 3 – $V = 3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{ч}$; б) 1 – $\delta = 1 \cdot 10^{-3} \text{ м}$; 2 – $\delta = 2 \cdot 10^{-3} \text{ м}$; 3 – $\delta = 3 \cdot 10^{-3} \text{ м}$;
 с) 1 – $P_k = 45 \text{ МПа}$; 2 – $P_k = 40 \text{ МПа}$; 3 – $P_k = 30 \text{ МПа}$

– при динамической фильтрации

$$P_{\delta\delta} = P_1 - \frac{\Delta P}{1 + \ln \sqrt{1 + \frac{0.22 \alpha_{t\delta} B \Delta P^{0.2} t_{\delta} \sqrt{Q/M^3}}{\alpha m R_c}} \left/ \frac{K_{\Gamma} \ln \frac{R_c}{R_c^{-\delta}}}{K_k} \right.}$$

Возможность засорения призабойной зоны скважин требует разработки и внедрения различных технологий для восстановления фильтрационных свойств призабойной зоны скважины.

Большинство нефтяных компаний для решения этой задачи применяют нижеприводимые методы обработки призабойной зоны скважины [2]:

- гидравлический разрыв пласта;
- щелевая разгрузка прискважинной зоны продуктивного пласта;
- обработка скважин различными реагентами и др.

Анализ вышеперечисленных методов показывает, что все эти методы имеют один и тот же недостаток – это сложность или невозможность их применения в случаях 100 % кольтации фильтровой и призабойной зоны.

Наиболее эффективным методом решения проблем, связанных с восстановлением добычи скважин, является метод использования гидравлической кавитации, так как он гарантирует значительное увеличение извлекаемости нефти из недр и обеспечивает нефтеотдачу даже тех скважин, которые на момент вывода из эксплуатации имели нулевой дебит вследствие 100% кольтации фильтровой и призабойной зоны.

В скважину на глубину продуктивного горизонта доставляется кавитационный генератор импульсно-го давления (КГИД). При работе КГИД в режиме периодическойсрывной кавитации возникает последовательность фаз давления – репрессии и депрессии, которые действуют на фильтровую и призабойную зону скважины. Динамическое давление, создаваемое генератором, имеет нелинейный, импульсный характер с длительностью импульсов 2–3 микросекунды и частотой повторения 700–12000 Гц. Эффективная зона



распространения импульсов давления больше 50 м, которые управляемы и достигают сотни и тысяч атмосфер. Под воздействием переменного давления возникают новые трещины, в результате чего фильтрационные каналы призабойной зоны освобождаются от загрязнений: механических примесей, коллоидных частиц, отложений солей, асфальто-смоло-парафиновых составляющих нефти, продуктов окисления. Вследствие этого происходит очистка каналов и восстановление проницаемости и пористости пласта. В добывающих скважинах улучшается приток флюидов, усиливается их проникновение из призабойной зоны и снижается обводненность, а в нагнетательных скважинах увеличивается приемистость, поддерживающая необходимое пластовое давление.

Заключение

Анализ существующих практических методов и их реализаций свидетельствует о том, что метод ГДК позволяет эффективно восстанавливать скважины со 100%-ой кольматацией фильтровой и призабойной зон. Использование кавитационного импульсного генератора позволяет значительно увеличить пористость и проницаемость нефте-, газо- и водосодержащих горизонтов. Использование в качестве технологической жидкости пресной или пластовой воды не требует затрат на химические реагенты и другие материалы. Надежность технического оборудования гарантирует безопасность и экологичность проведения работ. Стоимость обработки скважин методом срывной кавитации в несколько раз ниже стоимости проведения гидроразрывов пластов.

Список литературы:

1. Омелянюк М.В., Пахлян И.А. Повышение эффективности освоения и эксплуатации добывающих скважин за счет применения импульсно-ударного, кавитационного воздействия на прискважинную зону продуктивного пласта // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 11. – С. 19–23.
2. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) // Техническая библиотека. Технологии. – URL : www.neftegaz.ru
3. Щелевая разгрузка продуктивного пласта в призабойной зоне пласта. Цель и механизм ведения процесса. – URL : <http://helpiks.org/4-21552.html>
4. Петухов И.М. Управление интенсивностью дегазации способом «щелевой разгрузки» // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2007. – № 8. – С. 153–156.
5. Гребенников В.Т., Иванов А.Н., Попов М.Ю. Способ повышения производительности добывающей или нагнетательной скважины уменьшением напряженного состояния прискважинной зоны // Патент № РД0047480, 27.02.2009.
6. Большая энциклопедия нефти газа. Химическая обработка – скважина. – URL : www.ngpedia.ru

List of references:

1. Omelyanyuk M.V., Pakhlyan I.A. Increasing the efficiency of development and operation of producing wells through the use of pulse-impact, cavitation impact on the downhole zone of the productive formation // Oilfield Business. – 2014. – № 11. – P. 19–23.
2. Hydraulic fracturing (HF) // Technical library. Technologies. – URL : www.neftegaz.ru
3. Slotted unloading of the productive formation in the bottom-hole zone of the formation. Objective and mechanism of the process. – URL : <http://helpiks.org/4-21552.html>
4. Petukhov I.M. Management of intensity of degassing by means of «slot unloading» // Mining Information – Analytical Bulletin (Scientific and Technical Journal). – 2007. – № 8. – P. 153–156.
5. Grebennikov V.T., Ivanov A.N., Popov M.Y. Method of increasing productivity of a producing or injection well by reducing the tense state of the wellbore zone // Patent № RD0047480, 27.02.2009.
6. Encyclopedia of Oil and Gas. Chemical treatment – well. – URL : www.ngpedia.ru