ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА
Journal of Mining Institute
Сайт журнала: pmi.spmi.ru



Научная статья
УДК 622.276.6

Реновационный способ восстановления продуктивности скважин с использованием волновых полей

Н.В.ШАТАЛОВА[1], **Т.К.АПАСОВ**[1], **А.В.ШАТАЛОВ**[2], **Б.В.ГРИГОРЬЕВ**[1,2]✉
[1] *Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия*
[2] *Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия*

***Как цитировать эту статью*:** Шаталова Н.В., Апасов Т.К., Шаталов А.В., Григорьев Б.В. Реновационный способ восстановления продуктивности скважин с использованием волновых полей // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 986-997. DOI: 10.31897/PMI.2022.108

Аннотация. Представлено поэтапное теоретическое обоснование реновационного виброволнового способа воздействия на околоскважинную зону пласта с целью восстановления продуктивности скважин. Область обработки предложенным способом распространяется на неоднородный по проницаемости пласт с трещинами, сформированными гидроразрывом. Способ отличен тем, что уменьшение концентрации кольматантов производится изменением направления миграции загрязняющих частиц. Под воздействием импульсов давления они продвигаются вглубь пласта и рассеиваются по проппантовой пачке. Представлены результаты математического моделирования распространения волны давления и волны скорости и расчеты вовлечения частиц в волновое движение.

***Ключевые слова*:** методы увеличения нефтеотдачи; очистка призабойной зоны пласта; виброволновое воздействие; кольматирующие отложения

Благодарность. Статья подготовлена в рамках технологического проекта «Цифровой керн», реализуемого в Западно-Сибирском межрегиональном научно-образовательном центре мирового уровня.

Поступила: 26.05.2022 ***Принята: 17.11.2022*** ***Онлайн: 29.12.2022*** ***Опубликована: 29.12.2022***

Введение. Основные технологические тенденции в области разработки нефтяных месторождений согласно Энергетической стратегии РФ до 2035 г. связаны с освоением трудноизвлекаемых ресурсов в условиях низкой продуктивности нефтяных скважин. Важной характеристикой, отражающей способность пористой среды (в том числе проппанта, заполнителя трещины гидроразрыва) к фильтрации, а значит и дебит скважины, являются относительные фазовые проницаемости [1]. В результате длительной эксплуатации на забое скважины и в призабойной зоне накапливаются мелкие частицы разрушенной породы [2], могут выпадать нерастворимые соли (карбонаты, сульфаты [3]), что ведет к снижению проницаемости в призабойном пространстве [4, 5] и снижению дебита углеводородов, а также повышению обводненности продукции. Многочисленные исследования по интенсификации нефтеотдачи показывают, что проблема свойственна большинству эксплуатируемых месторождений во всем мире: Саудовская Аравия [6], Бахрейн [7], Западная Сибирь, Северо-Кавказско-Мангышлакская нефтегазоносная провинция, Горячеисточненское месторождение, Чеченская республика [8], Краснодарская нефтегазоносная область, месторождения севера Пермского края [9].

Метод массированного гидроразрыва пласта (ГРП), проводимый в качестве универсального способа увеличения продуктивности и дебита скважин [10], не всегда эффективен, увеличивает неоднородность коллектора и имеет зачастую недолговременный или обратный эффект. Поэтому актуальной альтернативой ГРП являются комплексные методы, использующие сочетания различных эффектов, например, физического и традиционного химического воздействия на проблемный участок.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.108

Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 986-997
© Н.В.Шаталова, Т.К.Апасов, А.В.Шаталов, Б.В.Григорьев, 2022

В настоящее время в части физической основы комплексного метода все более значимое место приобретает использование в качестве «рабочего агента» воздействия на пласт не вещества (горячей воды, пара, газа, химических реагентов и т.п.), а физических (геофизических) полей разной природы (электромагнитных, упругих колебаний, звуковых, ударных). Так, в работе [11] выделяются три применяемых способа упругой гидравлической стимуляции добычи, различающихся по глубине воздействия на пласт (табл.1).

Таблица 1

Классификация упругих воздействий, применяемых для очистки призабойной зоны [11]

Тип стимуляции	Воздействующий фактор	Выходной поток жидкости инструмента как функция времени	Пример инструмента	Глубина проникновения, дюймы
На основе давления	Вращающиеся струи	Постоянный расход	Jetting-based tool	≤ 2
Энергетический (акустический)	Синусоидальная волна, порождающая кавитационный процесс	Периодический, синусоидальной формы, малой амплитуды и высокой частоты	Multi-directional cavitation-based tool (MDCT)	≤ 6
На основе ускорения	Гидравлические импульсы амплитудой 2,1-10,5 МПа, не превышающие локального давления гидроразрыва	Периодический, пилообразный, большой амплитуды и низкой частоты	Dynamic Fluid Modulation (DIM) tool	≤ 36

Технологическое применение стационарной репрессии на пласт рассмотрено в работе [12], переменного градиента давления – за рубежом [13, 14] и в России [15-17]. Разработаны гидравлические инструменты струйного и пульсирующего воздействия [18-20], электрогидравлические приборы [21-23], гидродинамические генераторы ГД2В, сейсмические гидросистемы СВС-24/РС27, СВ-27/150Б «Русич», другие приборы [24, 25]. Эффективность применения волновых и вибрационных методов обоснована и доказана в работах [26-28]. Динамическая пульсация результативна, так как заставляет нагнетаемые жидкости выходить за пределы пути наименьшего сопротивления через процесс дисперсии [6] – рабочая жидкость проникает в пласт более равномерно (несмотря на наличие промытых путей [29]) и глубоко [11]. Эффект при этом достигается гораздо меньшими градиентами давлений, чем при стационарном воздействии.

После виброволновой обработки околоскважиной зоны (ОСЗ) технологией предусматривается этап освоения скважины с целью извлечения разрушенных частиц кольматантов на дневную поверхность. Этот процесс энерго- и трудозатратен, в процессе его применения возникают экологические проблемы, связанные с утилизацией загрязнений.

Целью исследования является теоретическое обоснование и практическая апробация способа виброволновой обработки продуктивного пласта с опорой на результаты внедренных способов и устранение их недостатков. Актуальная задача исследования – построение физико-математической модели и исследование миграции твердых кольматирующих частиц для более детального объяснения процесса очистки призабойной зоны и пористой структуры коллектора импульсами давления большой амплитуды и низкой частоты.

Методы. В ходе исследования проведен анализ литературы и геолого-промыслового материала, использовались аналитический метод и метод математической формализации. Объектом технологического воздействия предлагаемым виброволновым способом была добывающая скважина со среднестатистической историей эксплуатации и механизмами поражения околоскважиной зоны. Скважина № 25 находится в Стрежевском нефтедобывающем районе, входит в систему разработки Южно-Охтеурского месторождения, находящегося на границе Томской обл. и ХМАО в пределах лицензионного блока № 19 распределенного фонда недр. В 1992 г. месторождение введено в пробную эксплуатацию на пласты Ю1-1 и Ю1-3 (табл.2).

Поскольку геологической особенностью объекта является низкое пластовое давление, при первичном вскрытии произошло поглощение бурового раствора, объем которого достигал 50 м^3. Это явилось причиной снижения фазовой проницаемости для нефти и газа и продуктивности скважины. После освоения за три месяца работы скважины приток флюида составлял 10-12 м^3/сут. После проведения гидроразрыва пласта скважина функционировала еще два месяца, причем дебит жидкости снизился с 40 до 12 м^3/сут. в конце срока эксплуатации.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

© Н.В.Шаталова, Т.К.Апасов, А.В.Шаталов, Б.В.Григорьев, 2022

Таблица 2

Параметры продуктивного пласта ЮВ1

Параметры	Ю1-1	Ю1-3
	Среднее значение	Диапазон
Средняя глубина залегания, м	2121	2182
Тип залежи	Пластово-сводовый	
Тип коллектора	Поровый	
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	7,2	1,8
Начальная нефтенасыщенность, д.ед.	0,527-0,639	
Остаточная нефтенасыщенность, д.ед.	0,233-0,38	
Газовый фактор, м^3/м^3	74	
Обводненность, %	8	
Плотность, кг/м^3	832	
Давление насыщения пластовой нефти, МПа	8,7	
Плотность газа стандартной сепарации, кг/м^3	1,32	

Негативные последствия техногенной геодинамики призабойной зоны пласта (ПЗП) заключаются в том, что фильтрация любых технологических жидкостей вызывает агрегатирование и осаждение твердой фазы с образованием зон кольматации с частичным или полным закупориванием пор коллектора. После фазы механической кольматации наступает период физико-химических взаимодействий близко расположенных частиц, когда вступают в силу законы электрокинетики, Ван-дер-Ваальса, приводящие к еще большему уплотнению фильтрационного осадка.

Технической задачей увеличения проницаемости околоскважинной зоны, приводящей к увеличению нефтеотдачи, является разрушение кольматирующей среды и очищение порового пространства.

В основе предлагаемого метода воздействия – использование переменного градиента давления, созданного в ОСЗ для воздействия на различные структуры кольматантов в трещине ГРП. Осуществление метода связано с решением следующих задач: создание вибрационного воздействия низкой частоты на уровне области перфорации и направленного вибрационного воздействия на частицы кольматанта с целью разрушения его структуры; распространение вибрационного воздействия в толще пласта вдоль трещины ГРП; вовлечение частиц кольматанта в колебательный процесс; миграция вглубь пласта и рассеяние по проппантовой пачке частиц разрушенных загрязнений.

Механизм воздействия импульсами давления на пористую среду исследован многими авторами и обоснован математическими моделями в работах [13, 30 и др.]. Среди решений волнового уравнения для продольных волн в пористой среде, помимо сейсмической продольной *P*-волны с малым затуханием, существуют медленные «диффузионные волны» пористости и давления, описываемые уравнениями параболического типа. Волна пористости примерно на 1-2 порядка медленнее *P*, жидкость в порах почти не сжимается, так как скорости движения скелета медленные (частоты $10^{-2}\cdot10^{0}$ Гц). Поэтому напряжения в скелете, порожденные волной пористости, уменьшаются благодаря движению флюида. Диффузионная волна давления медленнее волны пористости на 1-2 порядка, также имеет большой период и существует только в связке с диффузией пористости [13].

Механизм очистки поровых устьев поясняется, исходя из особенности диффузионных волн: вследствие расширения и сужения пор через устья происходит приток и отток флюида, разрушающий механические блокады и продвигающий межфазные границы (в случае насыщения двумя флюидами). В практических экспериментах и промышленных технологиях ремонта скважин [6, 31 и др.] обнаруживается соответственное изменение параметров пласта и улучшение коллекторских свойств.

Перечисленные исследования не рассматривают проблему миграции образующихся в порах частиц взвеси (суспензии) как основы изменения проницаемости матрицы пласта. Авторы статьи предлагают свой взгляд на решение данного вопроса.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.108

© Н.В.Шаталова, Т.К.Апасов, А.В.Шаталов, Б.В.Григорьев, 2022

В качестве физического источника исследуемого вибрационного воздействия использован импульсный гидромонитор конструкции [32] (рис.1).



Рис.1. Волновой гидромонитор для создания импульсов давления жидкости в скважине

Волновой гидромонитор (ВГМ) устанавливается на конце насосно-компрессорных труб и преобразует равномерное движение нагнетаемой в него жидкости в пульсационное. Преобразование происходит силой сжатия пружин внутри устройства с последующим выбросом определенного объема жидкости через форсунки ВГМ.

Перемещение поршня во внутренней полости происходит с нарастающей скоростью под действием роста давления потока жидкости, которому противодействует сила упругого сжатия пружины. Благодаря радиально направленным ударам струй жидкости, выбрасываемой через форсунки ВГМ, возникает бегущая волна давления и скорости, распространяющаяся по направлению удара в зоне размещения устройства.

Для оценки влияния гидроимпульсного воздействия на положения частиц разрушенного кольматанта воспользуемся аналитическим методом. Запишем уравнение динамики движения шарообразной несжимаемой частицы, взвешенной в ньютоновской жидкости. Рассмотрим сначала частный случай движения частицы в жидкости, совершающей гармонические колебания, а затем перейдем к более общему случаю колебания жидкости под действием импульсов давления.

В первом грубом приближении учтем только наибольшую силу взаимодействия частицы с жидкостью – силу Стокса. Тогда II закон Ньютона в проекции на ось x можно записать:

$$m_p\ddot{x}_p = 6\pi\eta R(V_L\cos(\omega t) - \dot{x}_p), \tag{1}$$

где m_p, x_p, R – масса, координата и радиус частицы; V_L, ω, η – амплитуда скорости, циклическая частота колебаний жидкости и коэффициент динамической вязкости жидкости.

Решение неоднородного дифференциального уравнения второго порядка (1) представляет сумму общего решения однородного и частного решения неоднородного уравнения.

Общее решение однородного уравнения

$$m_p\ddot{x}_p + 6\pi\eta R\dot{x}_p = 0 \tag{2}$$

имеет вид

$$x_p(t) = X_{p0} + V_L^c t + V_{p0}\frac{m_p}{6\pi\eta R}\left[1 - \exp\left(-\frac{6\pi\eta R}{m_p}t\right)\right], \tag{3}$$

где X_{p0} и V_{p0} – начальное положение и скорость частицы; V_L^c – скорость поступательного движения жидкости.

Частное решение неоднородного уравнения будем искать в виде $x_p(t) = X_a\cos(\omega t - \phi)$. Подставляя в исходное уравнение, получим:

$$m_p X_a\omega^2\cos(\omega t - \phi + \pi) + 6\pi\eta R X_a\omega\cos(\omega t - \phi + \pi/2) = 6\pi\eta R V_L\cos(\omega t). \tag{4}$$

Применив метод векторных диаграмм, можно найти амплитуду колебаний частицы:

$$X_a = \frac{6\pi\eta R V_L}{\sqrt{m_p^2\omega^4 + (6\pi\eta R\omega)^2}} = \frac{V_L/\omega}{\sqrt{1 + \left(\frac{m_p\omega}{6\pi\eta R}\right)^2}}. \tag{5}$$

Заметим, что $V_L/\omega = X_L$ – амплитуда колебаний частиц жидкости.

Так же можно найти сдвиг фаз ϕ. Таким образом,

$$x_p(t) = X_{p0} + V_L^c t + V_{p0}\frac{m_p}{6\pi\eta R}\left[1 - \exp\left(-\frac{6\pi\eta R}{m_p}t\right)\right] + X_a\cos(\omega t - \phi). \tag{6}$$

На временах, больших

$$3\tau = \frac{m_p}{2\pi\eta R}, \tag{7}$$

экспоненциальное слагаемое затухает, и частица будет двигаться с частотой вынуждающей силы с амплитудой X_a около положения $X_{p0} + V_{p0}\frac{m_p}{6\pi\eta R} + V_L^c t$ по закону

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 986-997 DOI: 10.31897/PMI.2022.108
© Н.В.Шаталова, Т.К.Апасов, А.В.Шаталов, Б.В.Григорьев, 2022

$$x_p(t) = X_{p0} - V_{p0}\frac{m_p}{6\pi\eta R} + V_L^c t + \frac{V_L/\omega}{\sqrt{1+\left(\frac{m_p\omega}{6\pi\eta R}\right)^2}}\cos\left(\omega t - \operatorname{arctg}\left(\frac{m_p\omega}{6\pi\eta R}\right) + \frac{\pi}{2}\right). \quad (8)$$

Аналогичное выражение можно получить в случае колебаний скорости жидкости по закону $U_L = V_L^c t + V_L\sin(\omega t)$.

Введем коэффициент вовлечения частицы в колебательное движение

$$\alpha = \frac{X_a}{X_L} = \frac{1}{\sqrt{1+\left(\frac{m_p 2\pi f}{6\pi\eta R}\right)^2}}, \quad (9)$$

где f – частота колебания жидкости; $\alpha \in (0; 1)$.

Выразив f как функцию α и R, можно построить зависимости, определяющие размер частиц, которые будут участвовать в колебательном движении.

Для перехода к движению частицы под воздействием импульсов давления реальной формы найдем в одномерном приближении поле давления на интересующем участке пористой среды $P(x, t)$, с одной стороны граничащим со скважиной, оборудованной гидромонитором-пульсатором, с другой – с невозмущенной частью пласта, имеющей постоянное пластовое давление.

Анализ работы гидромонитора с учетом времени перемещения поршня позволяет представить график изменения давления, создаваемого в прискважинной зоне, в виде последовательности симметричных трапецеидальных импульсов с крутыми фронтами (рис.2).

На рис.2 T – период следования импульсов, A – их амплитуда, T_1 – длительность импульса в основании трапеции, для симметричного импульса у переднего и заднего фронтов длительности одинаковы и равны $0{,}5(T_1 - T_0)$, T_0 – длительность вершины.

Функция рис.2 может быть представлена в виде разложение в ряд Фурье:

$$f(t) = \frac{1}{2}a_0 + \sum_{n=1}^{\infty}(a_n\cos n\omega t + b_n\sin n\omega t). \quad (10)$$

График исследуемой функции (10) симметричен относительно оси времени, поэтому $b_n = 0$.

Коэффициенты Фурье для трапецеидальной функции:

$$a_n = A\frac{T_0+T_1}{T}\,S\left[\frac{n(T_0-T_1)}{2T}\right]\,S\left[\frac{n(T_0+T_1)}{2T}\right],\ b_n = 0, \quad (11)$$

где T_0, T_1, T и A – параметры импульсов давления; $S(x) = \frac{\sin\pi x}{\pi x}$.

Для определения искомого поля давления $P(x, t)$ в первом грубом приближении будем учитывать только диффузионную волну давления с помощью уравнения пьезопроводности.

Начально-краевая задача для уравнения пьезопроводности:

$$P_t(x, t) = \varkappa\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}(x, t). \quad (12)$$

Граничные условия

$$\begin{cases} P(0,t) = P_A\left(\frac{T_0+T_1}{2T}\right) + \sum_{n=1}^{\infty}\left\{P_A\frac{T_0+T_1}{T}S\left(n\frac{T_0-T_1}{2T}\right)S\left(n\frac{T_0+T_1}{2T}\right)\cos n\omega t\right\}. \\ P(L,t) = P_0, \end{cases}$$

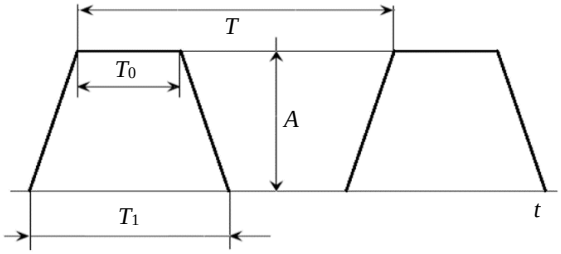


Рис.2. Модельное представление импульсов давления, создаваемых гидромонитором

Начальное условие:

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

где P_0 – пластовое давление.

Будем искать решение в виде функции:

$$P(x,t) = \sum_{n=0}^{\infty}P_{an}(x)P_{bn}(t) + P_0 + \sum_{n=0}^{\infty}P_{2n}(x,t). \quad (13)$$

Решение исходной задачи для уравнения пьезопроводности (12) имеет следующий вид:

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.108

Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 986-997
© Н.В.Шаталова, Т.К.Апасов, А.В.Шаталов, Б.В.Григорьев, 2022

$$P(x,t) = P_0 + \sum_{n=0}^{\infty} P_{an}(x)P_{bn}(t) + \sum_{n=0}^{\infty} P_{2n}(x,t) =$$

$$= P_0 + \sum_{n=0}^{\infty} a_n \frac{L-x}{L}\cos(n\omega t) + \sum_{j=1}^{\infty}\left(-\frac{2}{\pi j}\right)P_A\left(\frac{T_0+T_1}{2T}\right)e^{-\varkappa\left(\frac{\pi j}{L}\right)^2 t}\sin\frac{\pi j}{L}x +$$

$$+ \sum_{n=1}^{\infty} a_n\left\{\sum_{j=1}^{\infty}\left(+\frac{2}{\pi j}\right)\sin\frac{\pi j}{L}x\left[J(j,n,t) - e^{-\varkappa\left(\frac{\pi j}{L}\right)^2 t}\right]\right\}, \quad (14)$$

где a_n, a_0, $S(\xi)$ – коэффициенты ряда Фурье,

$$a_n = P_A\left(\frac{T_0+T_1}{2T}\right)S\left(n\frac{T_0-T_1}{2T}\right)S\left(n\frac{T_0+T_1}{2T}\right),$$

$$a_0 = P_A\left(\frac{T_0+T_1}{2T}\right), \quad S(\xi) = \frac{\sin\pi\xi}{\pi\xi},$$

$$J(j,n,t) = \frac{1}{1+\left(\frac{\varkappa}{n\omega}\right)^2\left(\frac{\pi j}{L}\right)^4}\left(-\cos(n\omega t) + \exp\left[-\varkappa\left(\frac{\pi j}{L}\right)^2 t\right] + \frac{\varkappa}{n\omega}\left(\frac{\pi j}{L}\right)^2\sin(n\omega t)\right).$$

Проанализируем функцию (14): на больших временах слагаемые, содержащие экспоненты в отрицательной степени, содержащей время, устремятся к нулю. Поэтому для установившегося режима имеем:

$$P(x,t) = P_0 + \sum_{n=0}^{\infty} a_n \frac{L-x}{L}\cos(n\omega t) +$$

$$+ \sum_{n=1}^{\infty} a_n\left\{\sum_{j=1}^{\infty}\left[\left(\frac{2}{\pi j}\right)\frac{\sin\frac{\pi j}{L}x}{1+\left(\frac{\varkappa}{n\omega}\right)^2\left(\frac{\pi j}{L}\right)^4}\left(-\cos(n\omega t) + \frac{\varkappa}{n\omega}\left(\frac{\pi j}{L}\right)^2\sin(n\omega t)\right)\right]\right\}. \quad (15)$$

Из уравнений (6) и (8) видно, что для определения координаты частицы необходимо знать амплитуду скорости жидкости V_L. Для ее расчета в грубом приближении воспользуемся законом Дарси, связывающим перепад давления и истинную скорость жидкости:

$$\vec{V}(\vec{r},t) = -\frac{K_0}{m_s\mu}\vec{\nabla}P(\vec{r},t), \quad (16)$$

где K_0 – абсолютная проницаемость пористой среды, м^2; m_s – пористость; μ – динамическая вязкость жидкости, Па·с.

Применяя (16) в одномерном случае к (15), получим:

$$V(x,t) = -\frac{K_0}{m_s\mu}\left(-\frac{a_0}{L} + \sum_{n=1}^{\infty} a_n\frac{-1}{L}\cos(n\omega t) +\right.$$

$$\left. + \sum_{n=1}^{\infty} a_n\left\{\sum_{j=1}^{\infty}\left[\left(\frac{2}{L}\right)\frac{\cos\frac{\pi j}{L}x}{1+\left(\frac{\varkappa}{n\omega}\right)^2\left(\frac{\pi j}{L}\right)^4}\left(-\cos(n\omega t) + \frac{\varkappa}{n\omega}\left(\frac{\pi j}{L}\right)^2\sin(n\omega t)\right)\right]\right\}\right). \quad (17)$$

Сопоставляя (8) и (17), получим выражение для координаты частицы:

$$x_p(x,t) = X_{p0} + V_{p0}\frac{m_p}{6\pi\eta R} + \frac{K_0}{m_s\mu}\frac{a_0}{L}t + \sum_{n=1}^{\infty} a_n\frac{K_0}{Lm_s\mu}\gamma\cos(n\omega t - \phi_n) +$$

$$+ \sum_{n=1}^{\infty} a_n\frac{2K_0}{Lm_s\mu}\left\{\sum_{j=1}^{\infty}\left[\frac{\cos\frac{\pi j}{L}x}{1+\left(\frac{\varkappa}{n\omega}\right)^2\left(\frac{\pi j}{L}\right)^4}\left(\gamma\cos(n\omega t - \phi_n) - \frac{\varkappa}{n\omega}\left(\frac{\pi j}{L}\right)^2\gamma\sin(n\omega t - \phi_n)\right)\right]\right\}, \quad (18)$$

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

© Н.В.Шаталова, Т.К.Апасов, А.В.Шаталов, Б.В.Григорьев, 2022

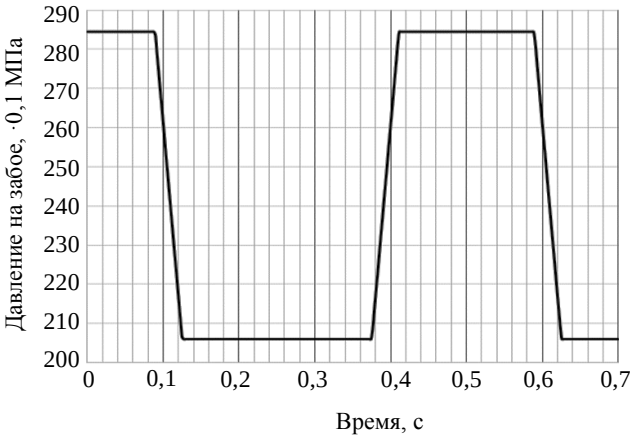


Рис.3. Импульсы давления на забое, формируемые гидромонитором

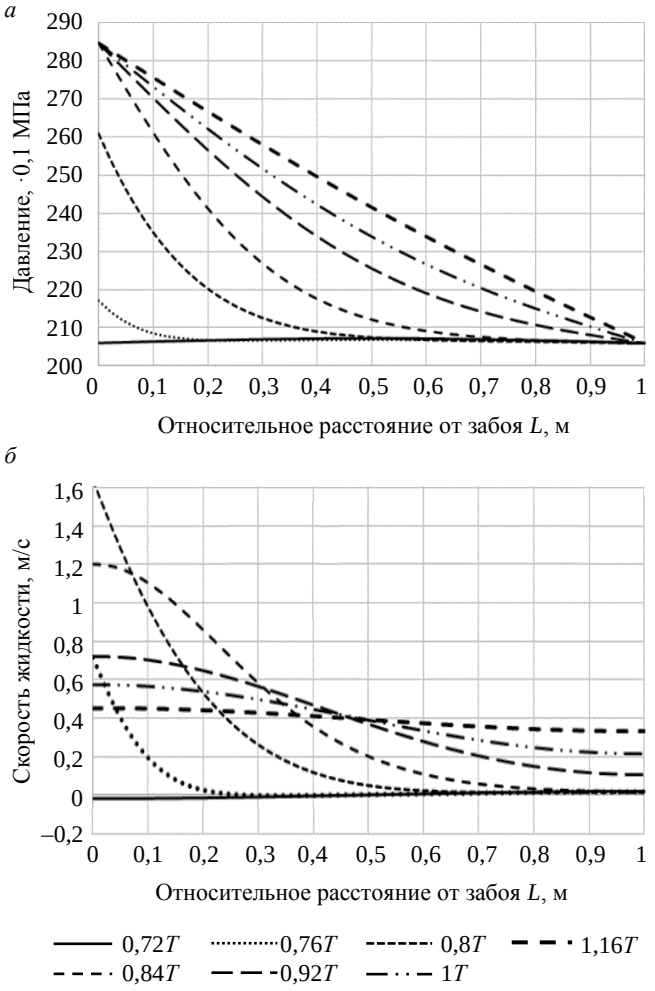


Рис.4. Распространение возмущения давления (*а*) и скорости (*б*) в трещине пласта в зависимости от относительного расстояния и относительного времени

где $\gamma = 1/\left(\omega\sqrt{1+\left(\frac{m_p\omega}{6\pi\eta R}\right)^2}\right)$.

Обсуждение результатов. Один цикл работы волнового гидромонитора, используемого в качестве источника исследуемого воздействия [32] (см. рис.1), занимает 0,5-1 с в зависимости от давления. Следовательно, частота воздействия на пласт будет составлять 1-2 Гц. Время переходных процессов между положениями «открыто-закрыто» несравнимо мало по сравнению со временем выброса жидкости в межтрубное пространство и временем релаксации. Поэтому график изменения давления, создаваемого в прискважинной зоне, может быть представлен в виде последовательности симметричных трапецеидальных импульсов с крутыми фронтами (рис.2).

В расчетной модели период выбран в соответствии с частотой импульсов ВГМ [32] T = 0,5 с. Параметры T_1 = 0,25 с, T_0 = 0,18 с выбраны по аналогии с формой импульса вибратора, приведенной в работе [33]. Лог мониторинга призабойного давления, приведенный в [34], позволяет приближенно определить амплитуду импульсов. Таким образом, граничное условие для (12) имеет вид, показанный на рис.3.

Так как импульсы давления имеют амплитуду порядка 8 МПа и частоту 1-2 Гц, волновой гидромонитор конструкции [32], в соответствии с классификацией [11], представляет инструмент Dynamic Fluid Modulation (DIM) tool (см. табл.1).

В качестве пространства, в котором движутся частицы кольматанта, выбрана трещина гидроразрыва, заполненная проппантом. Для решения задач исследования произведем расчеты вовлечения частиц в волновое движение и определим характер их движения на участке трещины в одномерном приближении.

Исходные данные для расчета: частота вибровоздействия 2 Гц (T = 0,5 с), T_1 = 0,25с, T_0 = 0,18 с; анализируемое расстояние проникновения воздействия L = 20 м; пластовое давление 205 атм; импульс давления, создаваемый гидромонитором, 80 атм; проницаемость заполнителя трещины 150 Д; пористость 0,15; динамическая вязкость пластовой жидкости 1 мПа·с; плотность материала частиц кольматанта 2650 кг/м^3.

Расчетные графики давления и скорости сжимаемого флюида в трещине ГРП показаны на рис.4. Возмущение рассматривается в пределах длительности импульса давления, создаваемого ВГМ (см. рис.3).

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0



График на рис.4, *а* показывает распространение возмущения давления в одномерном пространстве, ассоциированном с трещиной ГРП. Профиль распределения давления становится линейным за время длительности амплитуды импульса.

Согласно графикам изменения скорости (рис.4, *б*) в момент начала импульса частицы флюида начинают двигаться в призабойной области вглубь пласта с большой скоростью. Остальные частицы в области воздействия в этот момент находятся в покое, либо движутся с малыми скоростями. По мере выравнивания профиля давления все частицы флюида приходят в движение, их скорость стремится к постоянному значению к моменту окончания импульса.

Графики на рис.4 показывают, что при принятых допущениях поровые структуры на расстоянии 20 м от забоя испытывают силовое воздействие виброимпульсов ВГМ. Движение частиц жидкости представляет собой суперпозицию быстрого колебательного движения около центра колебания и медленного продвижения вместе с центром колебаний вглубь пористой среды под действием среднего по времени перепада давления скважина – пласт $\overline{P(0,t)} - P(L,t)$.

Рассмотрим влияние волнового поля на частицы кольматантов в околоскважинной зоне.

В поровом пространстве частицы загрязнений могут одновременно находиться в двух состояниях – в виде осевшей кольматирующей среды, изменяющей свойства пласта, и суспензии, свободно циркулирующей во внутрипоровом пространстве. Задача вибровоздействия – инициировать процесс суффозии, нарушить структуры закольматированного слоя с отрывом твердых частиц и переходом их в суспензию.

Расчет ударного давления произведен с использованием формулы Н.Е.Жуковского для описания гидроудара в затрубном пространстве [35]. Величина ударного давления, изменяющаяся в импульсном режиме от 205 до 285 МПа, согласно исследованиям [33], оказывается достаточной для раскрытия трещин. Поскольку для разрушения кольматирующих структур необходимы меньшие усилия, чем для раскрытия трещин, виброволновое воздействие с указанными исходными параметрами можно считать эффективным.

Вопрос о геологической динамике пористых сред в процессе фильтрации флюидов изучен в работах [36, 37], сделан вывод о размерах частиц в фильтруемой суспензии (табл.3).

Таблица 3

Результаты исследования проницаемости при фильтрации кольматанта через естественные образцы керна [36]

Характеристика образцов	Размеры частиц в фильтруемой суспензии, мкм	Максимальная глубина проникновения частиц в образец, мм	Снижение проницаемости образцов в результате кольматации поровых каналов, %
Песчаник среднезернистый с максимальным диаметром поровых каналов 50 мкм	1-2	80	20
	4-6	25-40	45
	8-12	10-15	36
	16-20	2-3	12
	30-40	Не проникают	–
Песчаник мелкозернистый с максимальным диаметром поровых каналов 32 мкм	1-2	60	32
	4-6	15-20	46
	8-12	3-4	15
	16-20	Не проникают	–
Песчаник мелкозернистый глинистый с максимальным диаметром поровых каналов 20 мкм	1-2	3-4	14
	4-6	1-2	8
	8-12	Не проникают	–

В соответствии с табл.3 максимальные диаметры проникающих частиц и диаметры поровых каналов соотносятся как 1:5-1:2,5. Для заполнителя трещины с проницаемостью 150 Д диаметр поровых каналов [38]:

$$\delta = 2\sqrt{2k/m} = 2\sqrt{2 \cdot 150 \cdot 10^{-12}/0{,}15} \approx 90 \text{ мкм}. \qquad (19)$$

Согласно этим выводам проведем дальнейший анализ для частиц, диаметры которых варьируют от 1-2 до 30-40 мкм.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 986-997 DOI: 10.31897/PMI.2022.108
© Н.В.Шаталова, Т.К.Апасов, А.В.Шаталов, Б.В.Григорьев, 2022

При возникновении импульсного воздействия частицы по истечении времени (7) выйдут на установившийся режим движения, который, согласно (18), представляет суперпозицию поступательного и колебательного движения. Для частиц диаметром 2 мм и менее время переходного процесса не превышает 2 с = 4T = 4 в относительных единицах.

Если принять, что массивная частица суспензии, имеющая близкую к шарообразной форму, движется вслед за линейно вязкой колеблющейся жидкостью под действием, в основном, силы Стокса, то можно ввести величину α (коэффициент вовлечения), равную отношению пространственной амплитуды колебаний частицы и жидкости. По результатам расчетов полей скорости жидкости построены номограммы (рис.5).

Коэффициент вовлечения α может изменяться в пределах от 0 до 1, при $\alpha = 0$ колебательное движение жидкости не влияет на частицу, при $\alpha = 1$ частица полностью увлекается волной. Для расчетов использовался более узкий диапазон изменения коэффициента α – от 0,2 до 0,8, в котором имеет место наиболее уверенное воздействие.

Согласно полученным номограммам, виброволновое воздействие уверенно охватывает частицы радиусом от 0,3-0,8 мм и меньше, в то время как диаметры частиц в фильтруемой суспензии, согласно табл.3, варьируют от 1-2 до 30-40 мкм. Данный вывод подтверждается расчетом зависимости координаты частицы от времени (рис.6).

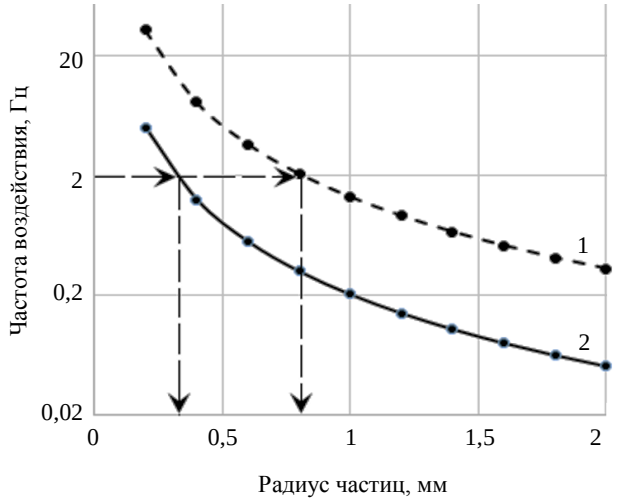


Рис.5. Частота вибровоздействия, вовлекающего частицы радиусом R в колебательное движение со степенью вовлечения 0,2 (1) и 0,8 (2)

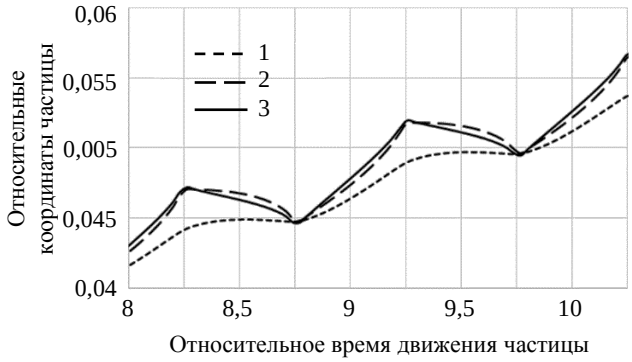


Рис.6. Относительная координата твердых частиц кольматантов, отсчитанная от забоя (длин L) в зависимости от их диаметров и относительного времени виброимпульсного воздействия (периодов T)
1 – d = 1 мм; 2 – 100 мкм; 3 – 1 мкм

Частицы, охваченные воздействием волнового поля бегущей волны, начинают двигаться под действием вибрационных сил в направлении воздействия. Их концентрация в проблемной прискважинной зоне уменьшается, что способствует открытию каналов фильтрации и увеличению их проницаемости. Кроме того, уменьшение частиц загрязнений способствует более интенсивному проникновению пульсирующей жидкости из скважины в пласт, большей эффективности очистки ПЗП и увеличению размеров зоны вибровоздействия до дальней границы проппантовой пачки.

Пример применения в полевых условиях. Технологическая реализация теоретических исследований на скважине № 25 Южно-Охтеурского месторождения предполагает наличие следующих операций:

• на забой скважины в интервал перфорации на НКТ спускают волновой гидромонитор;

• создают упругие колебания давления струи для получения поля низкочастотных бегущих волн в околоскважинной зоне и в пористой среде проппантовой пачки трещины ГРП нагнетанием рабочей жидкости (воды, нефти, кислот, щелочей и т.д.) через вертлюг в НКТ и через гидромонитор;

• перемещают гидромонитор со скоростью 10-40 см/мин при непрерывной подаче в НКТ рабочей жидкости для поэтапной виброимпульсной обработки интервала перфорации.

Воздействие пульсирующего потока жидкости, нагнетаемой через волновой генератор-гидромонитор, усиливается химической обработкой

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

околоскважинной зоны. В результате происходит разрушение кольматирующего перфорационные отверстия околоскважинного слоя с частичным растворением загрязнений.

Применение технологии контролировалось глубинным манометром-термометром. По его показаниям после прокачки 20 м^3 рабочей жидкости произошло снижение устьевого давления нагнетания до атмосферного, что свидетельствует о разрушении блокады загрязнений и открытии каналов фильтрации от чистой зоны пласта до околоскважинной зоны. После дополнительной закачки рабочей жидкости в объеме 15 м^3 произошло повышение давления нагнетания с появлением циркуляции по затрубному пространству в виде фонтанного проявления нефти и газа.

В результате виброволнового воздействия на ОСЗ скважины получен прирост добычи нефти 6 т/сут. По данным предприятия дополнительная добыча нефти за 3,5 мес. составила 630 т, прибыль от внедрения 3,5 млн руб. Спустя 12 мес., дополнительная добыча нефти составила 2050 т [34].

Заключение. В результате проведенного исследования получены результаты: выведены формулы (15), (17) и построены графики распространения волн давления и скорости жидкости на исследуемом участке (рис.4); определено соответствие размеров вовлеченных в волновое движение частиц с размерами поровых каналов для исходных условий (табл.3, формула (19); сделаны теоретические выводы о размерах твердых частиц кольматантов, эффективно вовлекаемых в волновое движение (формула (9) и рис.5); выведена зависимость (18) координаты частицы кольматантов, испытывающих виброимпульсное воздействие, от времени; оценена степень влияния волнового воздействия на частицы разных размеров в пределах исследуемой зоны пористой структуры (рис.6); обоснована практическая реализация способа виброволновой обработки в виде последовательности технологических операций.

Проведенные математические расчеты показывают наличие миграции частиц взвеси (суспензии), образующихся в порах в результате воздействия гидравлическими импульсами на околоскважинную зону пласта в направлении от источника возмущения. Это приводит к уменьшению их концентрации в ОСЗ и увеличению ее проницаемости. Данный эффект подтверждается на практике косвенным образом [6, 36, 38] (повышается дебит либо поглощение жидкости скважиной при и после обработки).

Таким образом, в ходе исследования проведено теоретическое обоснование и практическая апробация способа виброволновой обработки продуктивного пласта. Характерной особенностью предлагаемого способа является продвижение разрушенных частиц кольматантов вглубь пласта по трещине гидроразрыва и рассеивание их за пределы проппантовой пачки. В этом случае исчезает необходимость выноса разрушенных загрязнений на поверхность и исключается повторное загрязнение околоскважинной зоны продуктами очистки.

Способ может применяться не только для увеличения продуктивности добывающих скважин, но и увеличения приемистости нагнетательных скважин, переведенных из фонда добывающих для поддержания пластового давления. По сравнению с традиционными вибрационными методами он имеет длительный эффект и может воспроизводиться по мере ухудшения фильтрационно-емкостных свойств пласта.

Внедрение способа может являться одним из вариантов импортозамещения установок струйного и пульсирующего воздействия [18-20], электрогидравлических приборов [21-23], актуального в современных условиях развития отрасли.

Научный и практический интерес представляет количественная оценка распределения частиц вдоль околоскважинной зоны в процессе вибровоздействия. Для этого в продолжении исследования целесообразно рассмотреть количественное описание процесса с учетом перехода твердых частиц из осевшей массы в суспензию и обратно.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Шабаров А.Б., Шаталов А.В., Марков П.В., Шаталова Н.В.* Методы определения функций относительной фазовой проницаемости в задачах многофазной фильтрации // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Т. 4. № 1. С. 79-109. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-79-109

2. *Белоногов Е.В., Коровин А.Ю., Яковлев А.А.* Повышение коэффициента приемистости путем динамической отработки нагнетательных скважин // Записки Горного института. 2019. Т. 238. С. 405-409. DOI: 10.31897/PMI.2019.4.405

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

3. *Saychenko L., Tananykhin D., Ashena R.* Prevention of scale in the downhole equipment and productive reservoir during the oil well operation // Journal of Applied Engineering Science. 2021. Vol. 19. Iss. 2. P. 363-368. DOI: 10.5937/jaes0-29696

4. *Рогов Е.А.* Исследование проницаемости призабойной зоны скважин при воздействии технологическими жидкостями // Записки Горного института. 2020. Т. 242. С. 169-173. DOI: 10.31897/PMI.2020.2.169

5. *Зайцев М.В., Михайлов Н.Н.* Влияние эффектов поражения пласта на немонотонную зависимость дебита скважины от депрессии // Нефтепромысловое дело. 2016. № 6. С. 7-13. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-9-90-94

6. *Davidson B., Kolli K., Spanos T. et al.* Dynamic Fluid Pulsation: A Novel Approach to Reservoir Stimulation Improves Post-Stimulation Gains // SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, 23-26 April 2018, Dammam, Saudi Arabia. SPE, 2018. № SPE-192283-MS. DOI: 10.2118/192283-MS

7. *Al Harthy A., Al Habsi K., Al Hinai K., Walley S.* The First Middle East Unconventional Well Stimulation Treatment by Applying WASP® Technology: Field Cases // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 18-21 March 2019, Manama, Bahrain. SPE, 2019. № SPE-195057-MS. DOI: 10.2118/195057-MS

8. *Бакраев М.М., Булюкова Ф.З., Думлер Е.Б., Дельбиев А.С.* Исследование методов интенсификации добычи нефти из нижнемеловых отложений Горячеисточненского месторождения // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332. № 3. С. 126-134. DOI: 10.18799/24131830/2021/3/3108

9. *Галкин В.И., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н., Черных И.А.* Особенности формирования призабойных зон продуктивных пластов на месторождениях с высокой газонасыщенностью пластовой нефти // Записки Горного института. 2021. Т. 249. С. 386-392. DOI: 10.31897/PMI.2021.3.7

10. *Вотинов А.С., Дроздов С.А., Малышева В.Л., Мордвинов В.А.* Восстановление и повышение продуктивности добывающих скважин каширского и подольского объектов на одном из нефтяных месторождений Пермского края // Недропользование. 2018. Т. 18. № 2. С. 140-148. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.4.4

11. *Nagar A., Davidson B., Srivastava P. et al.* Effective Wellbore Cleanup and Improvement of Injection Performance and Conformance Using Coil Tubing Conveyed Tool for Waveform Dominated Fluid Dispersion and Pin-Point Chemical Placement During Well Stimulation // SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition, 24-25 March 2020, The Woodlands, USA. SPE, 2020. № SPE-199812-MS. DOI: 10.2118/199812-MS

12. *Хузин Р.Р., Андреев В.Е., Мухаметшин В.В. и др.* Влияние гидравлического сжатия пласта на фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 688-697. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.8

13. *Spanos T.J.T., Dusseault M.B., Udey N.* Fundamental Thermodynamic Requirements for Porous Media Description // Elsevier Geo-Engineering Book Series. 2004. Vol. 2. P. 513-521. DOI: 10.1016/S1571-9960(04)80092-2

14. *Diaz Viera M.A., Sahay P., Coronado M., Ortiz Tapia A.* Mathematical and Numerical Modeling in Porous Media: Applications in Geosciences (1st ed.). Boca Raton: CRC Press, 2012. DOI: 10.1201/b12080

15. *Квасов И.Н., Фетисов К.Ю., Александров М.А., Гладенко А.А.* Повышение продуктивности скважин и нефтеотдачи пластов при использовании технологии виброволнового воздействия // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2021. № 4. С. 73-83. DOI: 10.31660/0445-0108-2021-4-73-83

16. *Евстигнеев Д.С., Савченко А.В.* Анализ моделей фильтрации в пористых средах с учетом гармонического волнового воздействия // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2018. Т. 6. С. 29-42. DOI: 10.18303/2618-981X-2018-6-29-42

17. *Евстигнеев Д.С., Савченко А.В.* Исследование влияния виброволнового воздействия на процесс двухфазной фильтрации в нефтенасыщенном образце // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. 2017. Т. 4. № 1. С. 94-100.

18. *Ahmed B., Khoshnaw F.A., Raza M. et al.* New Type of Fluidic Oscillator Made Clean Out Operation Environment Friendly and Cost Effective – A Case Study that Converted Failure into a Success // International Petroleum Technology Conference, 21-23 February 2022, Riyadh, Saudi Arabia. OnePetro, 2022. № IPTC-22265-MS. DOI: 10.2523/IPTC-22265-MS

19. *Ahmed B., Khoshnaw F.A., Raza M. et al.* Adaptation of Technologies Making Clean out Operations Environment Friendly and Cost Effective – Converting Failure into Success Using New Type of Fluidic Oscillator // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. OnePetro, 2021. № SPE-206099-MS. DOI: 10.2118/206099-MS

20. *Al Binhaji Z., Al Ghamdi A., Sabut B., Hicks D.* A Novel Approach to Uniformly Acid Stimulate Carbonate Tight Formation Utilizing Multi Jetting Tool Technology // SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control, 19-21 February 2020, Lafayette, USA, OnePetro, 2020. DOI: 10.2118/199244-MS

21. *Habibi A., Fensky C., Perri M. et al.* Unplugging Standalone Sand Control Screens with High-power Shock Waves: An Experimental Study // SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control, 19-21 February 2020, Lafayette, USA. SPE, 2020. № SPE-199294-MS. DOI: 10.2118/199294-MS

22. *Habibi A., Fensky C.E., Fattahpour V. et al.* The role of fouling materials strength on unplugging sand control devices using an electrohydraulic stimulation technique // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. Vol. 208. Part E. № 109689. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109689

23. *Habibi A., Fensky C.E., Perri M. et al.* Unplugging Standalone Sand-Control Screens Using High-Power Shock Waves // SPE Drilling & Completion. 2021. Vol. 36. Iss. 2. P. 398-412. DOI: 10.2118/199294-PA

24. *Turbakov M.S., Shcherbakov A.A.* Efficiency Improvement of Vibrowave Devices Impact on the Bottomhole Formation Zone for the Intensification of Oil Recovery // SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition, 4-6 November 2015, Baku, Azerbaijan. OnePetro, 2015. № SPE-177376-MS. DOI: 10.2118/177376-MS

25. Патент № RU 2768225 C2. Модуль гидроимпульсный многоразового действия для обработки призабойной зоны пласта / Р.Р.Хузин, Р.А.Закиров, В.Е.Андреев и др. Опубл. 23.03.2022.

26. *Bazhaluk Ya.M., Voloshyn Y.D.* New technology for the intensification of oil and gas recovery from depleted and marginal wells // ResearchFate GmBH. 2019. URL: https://www.researchgate.net/publication/339303147_NEW_TECHNOLOGY_FOR_THE_INTENSIFICATION_OF_OIL_AND_GAS_RECOVERY_FROM_DEPLETED_AND_MARGINAL_WELLS (дата обращения 11.12.2022)

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

27. *Escobar-Remolina J.C., Barrios-Ortiz W. et al.* An Effective Accelerated Pulsing Injection Method for Restoring Injectivity in Waterflood Fields with Selective Injection Systems with Side-Pocket Mandrels and Control Flow Valves // SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting, 17-18 April 2014, Denver, Colorado. OnePetro, 2014. № SPE-169544-MS. DOI: 10.2118/169544-MS

28. *Kurlenya M.V., Penkovskii V.I., Savchenko A.V. et al.* Development of Method for Stimulating Oil Inflow to the Well during Field Exploitation // Journal of Mining Science. 2018. Vol. 54. P. 414-422. DOI: 10.1134/S1062739118033810

29. *Gale T., Thomson N.R., Barker J.F.* An Investigation of the Pressure Pulsing Reagent Delivery Approach // Groundwater Monitoring & Remediation. 2015. Vol. 35. Iss. 2. P. 39-51. DOI: 10.1111/gwmr.12102

30. *Spanos T.J.T., Udey N.* The Physics of Composite and Porous Media // The Physics of Composite and Porous Media. Boca Raton: CRC Press, 2017. DOI: 10.1201/9781351228329

31. *Al-Tammer H., Al-Ghafli H., Davidson B., Abouakar A.* Introduction of Newly Deployed Wellbore Cleaning Technique // SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control, 19-21 February 2020. OnePetro, 2020. № SPE-199331-MS. DOI: 10.2118/199331-MS

32. Патент № RU 139424 U1. Волновой гидромонитор / В.А.Ананьев, Т.К.Апасов, Г.Т.Пасов и др. Опубл. 20.04.2014.

33. *Гадиев С.М.* Использование вибрации в добыче нефти. М.: Недра, 1977, 159 с.

34. *Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Нестеров С.В. и др.* Анализ обработки призабойной зоны пласта на скважинах Хохряковского месторождения // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации): материалы Международной научно-технической конференции. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2016. С. 16-18.

35. *Апасов Т.К., Шаталова Н.В., Шаталов А.В.* Обоснование эффективности виброволновой технологии воздействия на призабойную зону пласта // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2020. № 9 (566). С. 44-49. DOI: 10.33285/0132-2222-2020-9(566)-44-49

36. *Михайлов Н.Н.* Информационно-технологическая динамика околоскважинных зон. М.: Недра, 1996. 339 с.

37. *Зайцев М.В., Михайлов Н.Н., Попов С.Н.* Влияние механохимических факторов поражения пласта на производительность скважин // Нефтепромысловое дело. 2017. № 6. С. 33-38.

38. *Tiab D., Donaldson E.C.* Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Elsevier, 2015. 895 p. DOI: 10.1016/C2014-0-03707-0

Авторы: **Н.В.Шаталова,** *старший преподаватель, https://orcid.org/0000-0002-2086-6421* (*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия*), **Т.К.Апасов,** *канд. техн. наук, доцент, https://orcid.org/0000-0002-8497-1423* (*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия*), **А.В.Шаталов,** *ведущий инженер, https://orcid.org/0000-0002-4654-2812* (*Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия*), **Б.В.Григорьев,** *канд. техн. наук, заведующий кафедрой, ведущий научный сотрудник, b.v.grigorev@utmn.ru, https://orcid.org/0000-0002-2757-1386* (*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия*; *Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия*).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0