ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

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



Научная статья
УДК 622.276.63

Прогнозирование проницаемости призабойной зоны пласта при волновом воздействии

ЦИ ЧЭНЧЖИ[1], **М.А.ГУЗЕВ**[2], **В.В.ПОПЛЫГИН**[2], **А.А.КУНИЦКИХ**[2]✉
[1] *Пекинский университет гражданского строительства и архитектуры, Пекин, Китайская Народная Республика*
[2] *Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*

***Как цитировать эту статью*:** Ци Чэнчжи, Гузев М.А., Поплыгин В.В., Куницких А.А. Прогнозирование проницаемости призабойной зоны пласта при волновом воздействии // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 998-1007. DOI: 10.31897/PMI.2022.59

Аннотация. В результате исследования выявлено, что при выборе метода увеличения нефтеизвлечения необходимо учитывать реологические особенности движения флюидов по пласту, действие капиллярных сил и неоднородность коллекторских свойств продуктивного пласта по мощности и по простиранию. Рассмотрено низкочастотное волновое воздействие, которое применяется для увеличения добычи на месторождениях нефти. При низкочастотном воздействии появляются новые и увеличиваются в размерах существующие трещины в горных породах. Наибольшее увеличение пористости и проницаемости горных пород происходит при частоте воздействия до 10 Гц. В статье исследована динамика амплитуды колебаний при движении волны в насыщенной пористой среде: существенное затухание амплитуды происходит на расстояние до 1 м от оси скважины, с увеличением частоты воздействия от 1 до 10 Гц интенсивность затухания амплитуды снижается. Проведены испытания технологии на скважине в Пермском крае (Россия). Фактическое значение проницаемости оказалось на 50 % больше прогнозной величины. По результатам обработки гидродинамических исследований отмечено, что наибольшее увеличение проницаемости произошло рядом со стволом скважины, а в удалении от оси скважины проницаемость практически не изменилась. Для уточнения математической модели прогноза влияния волнового воздействия на проницаемость горных пород необходимо ввести учет взаимосвязи структуры порового пространства, изменения адгезионного слоя, а также исследовать перенос частиц при вибрации.

***Ключевые слова*:** проницаемость; горная порода; волновое воздействие; частота колебаний; амплитуда колебаний; повышение нефтеотдачи; дилатационно-волновое воздействие; продуктивный пласт

Благодарность. Исследование выполнено при финансовой поддержке правительства Пермского края в рамках научного проекта № С-26/628 от 05.04.2021.

Поступила: 10.11.2021 ***Принята: 25.05.2022*** ***Онлайн: 29.09.2022*** ***Опубликована: 29.12.2022***

Введение. Разработка нефтяных месторождений сопровождается различными мероприятиями искусственного воздействия на продуктивный пласт, целью которых является повышение нефтеотдачи. Применение современных технологий обеспечивает поддержание коэффициента извлечения нефти на уровне 0,35-0,40.

Одним из востребованных методов воздействия на горные породы в призабойных зонах скважин является волновое воздействие. Результаты исследований показывают, что низкочастотная вибрация снижает прочность на сжатие и модуль упругости горных пород до 55 % [1]. В породе образуются многочисленные трещины [2-4], разделяющие кристаллическое ядро на более мелкие блоки [5-7]. При продолжительном воздействии с низкой частотой и большой амплитудой возможны пластические деформации горных пород [8, 9]. Прочность и модуль деформации горных пород при малых амплитудах волнового воздействия экспоненциально уменьшаются с увеличением циклов нагружения [10]. При этом удельная энергия горной породы увеличивается с ростом количества циклов нагружения и снижается с повышением частоты воздействия [11]. Развитие трещиноватости при волновом воздействии усиливает связность пор и каналов в породе, что повышает и ее проницаемость.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.59

Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 998-1007
© Ци Чэнчжи, М.А.Гузев, В.В.Поплыгин, А.А.Куницких, 2022

В работе исследованы возможности прогнозирования проницаемости горных пород при волновом воздействии и выполнено сопоставление расчетных значений с промысловой информацией на примере месторождения Пермского края.

Методология. ***Оценка оптимальной частоты и амплитуды волнового воздействия.*** Исследования показывают, что частота нагружения и амплитуда значительно влияют на поведение породы в условиях динамического циклического нагружения. Динамическая усталостная прочность и динамическая осевая жесткость породы уменьшаются с увеличением частоты и амплитуды нагружения в области малых значений частоты. Динамический модуль упругости увеличивается с частотой нагружения, но уменьшается с увеличением амплитуды. Горная порода легче подвергается разуплотнению при низких частотах и амплитуде, чем при высоких частотах и амплитуде при прочих равных условиях [12].

В статье [13] определены уравнения для оценки значений модуля Юнга E и коэффициента Пуассона ν при всестороннем (трехосном) нагружении $(\sigma_3 = \sigma_2; \varepsilon_2 = \varepsilon_3)$:

$$E = \frac{\sigma_1^2 + \sigma_1\sigma_3 - 2\sigma_3^2}{\sigma_1\varepsilon_1 + \sigma_3\varepsilon_1 - 2\sigma_3\varepsilon_3};$$

$$\nu = \frac{\sigma_3\varepsilon_1 - \sigma_1\varepsilon_3}{\sigma_1\varepsilon_1 + \sigma_3\varepsilon_1 - 2\sigma_3\varepsilon_3},$$

где σ – приложенное напряжение; ε – деформация; индексы 1, 2 и 3 – оси, вдоль которых приложены соответствующие напряжения и проявляются соответствующие деформации.

Для рассмотренных в источнике [13] образцов максимальное приложенное напряжение имеет наиболее значительный эффект для разупрочнения.

Связь между усталостной прочностью и амплитудой напряжения при динамическом циклическом нагружении можно выразить [14] как

$$N = aX^{-b},$$

где N – усталостная прочность; X – амплитуда напряжения; a и b – константы.

При этом соотношение между амплитудой напряжения и динамической прочностью при динамическом циклическом нагружении горной породы можно представить выражением [14]

$$\frac{\sigma_d}{\sigma_0} = cX^{-d},$$

где σ_d – динамическая прочность; σ_0 – статическая прочность на сжатие; c и d – константы.

Для насыщенных образцов при циклическом нагружении отмечено, что прочность породы снизилась в среднем на 30 %, в то время как среднее значение динамического модуля Юнга снизилось на 20 % [12]. Согласно источникам [15, 16], длина и скорость распространения микротрещин при ультразвуковом возбуждении зависит от типа породы. Механизм распространения показывает, что создание трещин происходит за счет разрушения при растяжении [17].

При увеличении частоты прилагаемой нагрузки горные породы упрочняются, однако вопрос возникновения микротрещин, облегчающих фильтрацию жидкости, не рассмотрен [18-20].

В статье [21] при исследовании плоскопараллельной фильтрации жидкости через пористую среду в условиях волновой обработки получено дифференциальное уравнение фильтрации:

$$\frac{\partial F(x)}{\partial x}\frac{\partial p}{\partial x} + F(x)\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{m}{K_{fpm}}\frac{\partial p}{\partial t}, \quad (1)$$

где $F(x) = k(x)/\mu(x)$; $k(x)$ – проницаемость пористой среды в зависимости от расстояния, м^2; $\mu(x)$ – вязкость фильтруемой жидкости в зависимости от расстояния, Па·с; P – давление, Па;

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 998-1007 DOI: 10.31897/PMI.2022.59
© Ци Чэнчжи, М.А.Гузев, В.В.Поплыгин, А.А.Куницких, 2022

m – пористость; K_{fpm} – модуль объемного сжатия жидкости с учетом деформации пористой среды, Па; t – время, с.

В результате численного решения уравнения (1) доказано, что в полях упругих волн отношение проницаемости пористой среды к вязкости жидкости увеличивается в три раза и более [21]. Учитывая, что фильтрующийся флюид состоит из несмешивающихся фаз воды и нефти, каждая из которых заполняет поровое пространство со своей насыщенностью, средняя плотность, проницаемость и вязкость флюида будут зависеть от соотношения их насыщенностей, распределенных неравномерно по x. Поскольку распределение насыщенностей воды и нефти в пласте не известно, то применить формулу (1) представляется затруднительным.

На коллекторские свойства фильтрующей среды влияет не только частота волнового воздействия, но и амплитуда. По результатам исследований [22, 23] увеличение амплитуды колебаний способствует росту пористости.

Изменение пористости горной породы происходит вследствие ее деформации под воздействием вибрации. Колебательные волны влияют на структуру и текстуру породы путем перестраивания зерен породы.

Исследователи отмечают, что волновое воздействие с непрерывной продольной волной может увеличить пористость на 6, а проницаемость на 7 %, в то время как прерывистые продольные волны увеличивают пористость на 6 и проницаемость на 31 %. Круговые волны могут увеличить пористость на 5 и проницаемость на 41 % [24].

В статье [25] отмечается повышение проницаемости горных пород при увеличении частоты воздействия до 10 Гц и снижение проницаемости при дальнейшем увеличении частоты. В источнике [26] подтверждается эффективность воздействия на пласт с частотами до 30 Гц. При частотах до 10 Гц пористость может увеличиться до 45 % [27], что повлечет за собой и повышение проницаемости. Дальнейшее увеличение частоты воздействия до 50 Гц снижает величину возрастания пористости на значение до 15 %.

Отмечается возможность использования низкочастотного воздействия на горные породы для создания микротрещин [28], в результате которого возможно повышение проницаемости горных пород и увеличение потока жидкости в зоне воздействия. Также волновое воздействие помогает очистить горные породы от отложений: асфальтенов, солей, механических примесей [29]. Волновая стимуляция улучшает впитывание воды как в водонасыщенных, так и в нефтенасыщенных кернах. Ускорение капиллярной пропитки в гидрофильном керне является следствием изменения смачиваемости породы под действием приложенной вибрации [30].

Анализ исследований показал, что наиболее рационально воздействовать на пласт волнами низкой частоты. Обзор работ ученых и исследователей свидетельствует о схожести тенденций изменения свойств сред (песчаник, гранит, известняк) при нагружении.

Прогнозирование изменения проницаемости при волновом воздействии. При вибрационной обработке нефтенасыщенного коллектора повышение добычи достигается за счет локального изменения порового давления [31]. При неоднородности пласта по проницаемости возникает разность порового давления между соседними слоями породы, что создает разность давлений и приводит к выталкиванию флюида из зоны с низкой проницаемостью в зону с высокой проницаемостью. Разность амплитуд колебаний порового давления, вызванная колебаниями напряжения горной породы, описывается уравнением [31]:

$$\frac{P_{a1}-P_{a2}}{\sigma_a}=\frac{\dfrac{A_2}{M_1}-\dfrac{A_1}{M_2}}{A_1A_2-\dfrac{D_T}{i\omega}\left(\dfrac{A_1}{h_2}+\dfrac{A_2}{h_1}\right)}, \tag{2}$$

где $A\equiv\phi\left(\dfrac{S_w}{K_w}+\dfrac{S_o}{K_o}\right)+\dfrac{1}{M}$; $M\equiv(1-\phi)\rho_s V_p^2$; индексы 1 и 2 – слои с высокой и низкой проницаемостью соответственно; P_a – амплитуда давления; σ_a – амплитуда нормального напряжения;

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

ω – частота колебаний; h – мощность (толщина) слоя породы; s_w – водонасыщенность; s_o – нефтенасыщенность; K_w, K_o – объемные модули упругости воды и нефти соответственно; D_T – эффективная общая проницаемость через два слоя; ϕ – пористость; ρ_s – плотность горной породы; V_p – скорость распространения волны давления через пористую среду.

Изменение деформации горной породы при распространении упругой волны в насыщенном пласте описывается следующим уравнением [31]:

$$(1-\phi)\frac{\partial \varepsilon'}{\partial t}+\phi\left(\frac{S_w}{K_w}+\frac{S_o}{K_o}\right)\frac{\partial p}{\partial t}-\nabla\left[\lambda_T\nabla P-\left(\lambda_w\rho_w+\lambda_o\rho_o\right)g\nabla D\right]=0, \tag{3}$$

где ε' – колебательное смещение зерен горной породы; λ_w, λ_o и λ_T – подвижность воды, нефти и общая подвижность флюида соответственно, $\lambda_T=\lambda_w+\lambda_o$; D – глубина пласта-коллектора.

Уравнения (2) и (3) не учитывают затухание волны, принимается постоянство ее скорости, что приводит к существенной погрешности при прогнозировании проницаемости призабойной зоны.

В источниках [32, 33] в ходе экспериментальных исследований установлены эмпирические зависимости изменения проницаемости и вязкости в поле упругих волн высокочастотного диапазона

$$k_w=k_0\left[1+K\frac{\alpha}{\rho c}\frac{\mu}{k_0}\left(\frac{P_0}{\operatorname{grad}P}\right)^2\right], \tag{4}$$

где k_0 – начальная проницаемость пористой среды; $K=0{,}02$ – эмпирический коэффициент; α – коэффициент затухания звука (влияние частоты колебаний вычисляется через коэффициент затухания звука); ρ – плотность насыщенной пористой среды; c – скорость звука в насыщенной среде; μ – вязкость пластовой жидкости; P_0 – амплитуда колебаний; grad P – градиент давления;

$$\mu_w=\mu_0\left[0{,}80498-0{,}013468\ln\left(P_w+5{,}145\cdot10^{-7}\right)\right],$$

μ_0 – начальная вязкость нефти; P_w – амплитуда колебаний.

Некоторые ученые отмечают низкую проникающую способность высокочастотных волн в призабойной зоне пласта, что снижает эффективность их применения для повышения нефтеотдачи.

В работе [34] получено уравнение для прогнозирования проницаемости после волнового воздействия

$$\log\left(\frac{\Delta k}{k_{ref}}\right)=m\frac{B}{\Delta P}-f, \tag{5}$$

где $\Delta k=k_a-k_{ref}$; k_a – эффективная проницаемость среды; k_{ref} – начальная проницаемость среды; B – амплитуда колебаний давления; ΔP – перепад давления; f – константа (равна 1,67 в доверительном интервале от 1,5 до 1,8).

Уравнение (5) применимо при амплитудах не более 0,3 МПа, в реальных скважинах амплитуды при волновом воздействии достигают десятков мегапаскалей. Для расширения области использования уравнения его представляют в следующем виде:

$$\frac{\Delta k}{k_{ref}}=a\left(\frac{B}{\Delta P}\right)^b,$$

где $a=0{,}7$; $b=1{,}7$ – экспериментальные константы.

При распространении в пористом пласте амплитуда волны интенсивно затухает. Оценить изменения амплитуды сигналов при распространении волн по пласту можно с помощью уравнения

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 998-1007 DOI: 10.31897/PMI.2022.59
© Ци Чэнчжи, М.А.Гузев, В.В.Поплыгин, А.А.Куницких, 2022

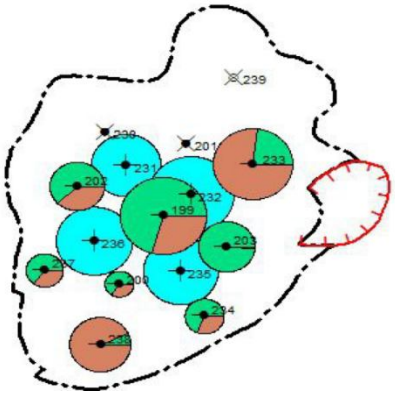


Рис.1. План месторождения

$$P(r) = P_0 r^{-n} e^{-\alpha r}, \qquad (6)$$

где P_0 – начальное значение акустического давления; r – расстояние от источника колебаний до точки, в которой определяется амплитуда; n – показатель степени ($n = 0$ для плоской, $n = 1$ – сферической, $n = 0{,}5$ – цилиндрической волн).

Выражение для коэффициента затухания:

$$\alpha = \frac{\omega}{c}\frac{1}{Q},$$

где ω – угловая частота; Q – добротность; c – скорость продольных волн.

Практическое применение низкочастотного воздействия реализовано на добывающих скважинах Пермского края в виде технологии дилатационно-волнового воздействия (ДВВ), которая состоит в создании зоны дилатации (разуплотнения) пород вокруг скважины в интервале перфорации за счет веса колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) при опирании ее на забой скважины через специальный хвостовик и в возбуждении в породах пласта низкочастотных упругих колебаний, создаваемых в хвостовике, и через него в породах столбом откачиваемой жидкости при работе штангового насоса. При этом использование технологии ДВВ может вызвать образование новых трещин в породе.

Рассмотрим результаты применения технологии ДВВ на скважине, эксплуатирующей коллектор карбонатного типа. Известняки коллектора имеют преимущественно сгустковую и комковатую структуру. Поры в пласте межформенные вторичного выщелачивания размером 0,05-0,25 мм, сообщающиеся с помощью межформенных канальцев раскрытостью 0,01-0,03 мм. В пласте широко развита трещиноватость. Коллектор пласта содержит 1-2 проницаемых пропластка толщиной от 0,4 до 1,8 м, общая толщина – до 2 м.

Физические свойства нефтяного пласта и пластовых флюидов: средняя нефтенасыщенная толщина 7,5 м; пористость 19 %; проницаемость по керну 0,4 мкм^2; коэффициент расчлененности 7,70 д.ед.; начальная пластовая температура 28 °С; начальное пластовое давление 16,75 МПа; вязкость нефти в пластовых условиях 48,8 мПа·с; плотность нефти в пластовых условиях 0,922 т/м^3; абсолютная отметка ВНК –1412 м; давление насыщения нефти газом 10 МПа; газосодержание 10 м^3/т.

Расположение скважин на месторождении показано на рис.1.

В скважину спущен насос на глубину $H_н$ = 1083 м; длина хвостовика для опоры на забой составляет 406 м; длина хода полированного штока 2,1 м; число двойных ходов 6,1 мин$^{-1}$; динамический уровень $H_д$ 608 м; среднее значение забойного давления 9,5 МПа.

Для рассмотренных условий скорость упругих волн в жидкости можно определить по формуле

$$V_ж = (G_ж g / \gamma_ж)^{1/2},$$

где $G_ж$ – модуль упругости жидкости, кг/м^2; $\gamma_ж$ – удельный вес жидкости, кг/м^3; g = 9,8 м/с^2.

С учетом теории Н.Е.Жуковского для случая гидроудара в металлических трубах скорость упругих волн в жидкости можно найти, используя уравнение [35]:

$$V_ж = \frac{1}{\sqrt{\rho_ж\left(\frac{1}{G_ж} + \frac{D}{G_т \delta}\right)}},$$

где $G_т$ – модуль упругой деформации материала труб, Па; D, δ – внутренний диаметр и толщина стенки трубы соответственно, см.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.59

Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 998-1007
© Ци Чэнчжи, М.А.Гузев, В.В.Поплыгин, А.А.Куницких, 2022

Получены следующие параметры: модули сжатия воды $G_в = 23 \cdot 10^7$ кг/м^2, нефти $G_н = 14 \cdot 10^7$ кг/м^2, модуль упругой деформации труб $G_т = 20{,}6 \cdot 10^9$ кг/м^2, плотность жидкости $\rho_ж = 764$ кг/м^3, внутренний диаметр и толщина стенки труб составляют 62 и 5,5 мм, обводненность продукции 40 %.

Тогда модуль упругости для жидкости

$$G_ж = 0{,}4 \cdot 23 \cdot 10^7 + 0{,}6 \cdot 14 \cdot 10^7 = 17{,}6 \cdot 10^7 \text{ кг/м}^2;$$

скорость упругих волн

$$V_ж = \left(17{,}6 \cdot 10^7 \cdot 9{,}8 / 1022\right)^{1/2} = 1299{,}1 \text{ м/с};$$

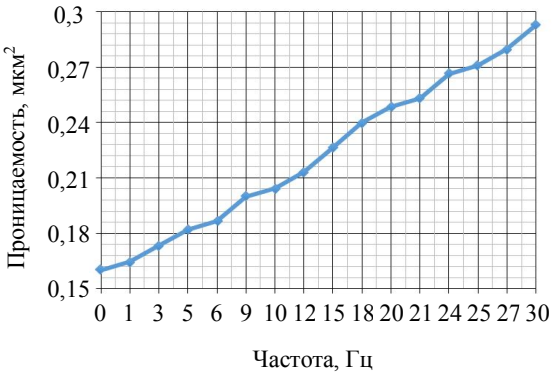


Рис.2. Изменение проницаемости пласта от частоты воздействия

в случае гидроразрыва

$$V_ж = \frac{1}{\sqrt{764\left(\frac{1}{17{,}6 \cdot 10^7} + \frac{6{,}2}{20{,}6 \cdot 10^9 \cdot 0{,}55}\right)}} = 458{,}4 \text{ м/с};$$

период собственных колебаний столба жидкости в скважине

$$T_ж = 4H / V_ж = 4 \cdot 1083 / 458{,}4 = 9{,}45 \text{ с};$$

период колебаний колонны НКТ

$$T_к = 0{,}52 \text{ с}.$$

Период колебаний хвостовика на забой скважины определяется из значения двойных ходов полированного штока штангового насоса и составляет

$$T_х = 1 \cdot 60 / 6{,}1 = 9{,}8 \text{ с},$$

тогда частота колебаний

$$f = 1 / 9{,}8 = 0{,}1 \text{ Гц}.$$

Волновое воздействие на призабойную зону пласта осуществляется за счет колебаний давления, создаваемого столбом откачиваемой жидкости. Ожидаемая амплитуда равна весу столба жидкости от динамического уровня до устья скважины. Средняя плотность газожидкостной смеси в данном интервале составляет 764 кг/м^3,

$$P_0 = H_д \rho_ж g = 608 \cdot 764 \cdot 9{,}81 = 4{,}56 \text{ МПа}.$$

Для оценки возможности применения методик прогнозирования проницаемости, представленных в работах [33] и [34], для условий месторождений Пермского края требуется рассчитать изменения проницаемости в призабойной зоне пласта (ПЗП) в условиях ультразвукового воздействия на пласт для опытной скважины по уравнению (4).

Коэффициент затухания волны в пласте

$$\alpha = \left(7 \cdot 10^{-5}\right) f = 7 \cdot 10^{-5} \cdot 0{,}1 = 7 \cdot 10^{-6} \text{ с}^{-1}.$$

Проницаемость пласта при волновой обработке

$$k_w = 0{,}16 \cdot 10^{-12}\left[1 + 0{,}02 \frac{7 \cdot 10^{-6}}{2000 \cdot 3000} \frac{0{,}0488}{0{,}16 \cdot 10^{-12}}\left(\frac{4{,}56 \cdot 10^6}{(16{,}75 - 9{,}5)10^6}\right)^2\right] = 0{,}161 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

Прогноз изменения проницаемости по уравнению (4) представлен на рис.2.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 998-1007 DOI: 10.31897/PMI.2022.59
© Ци Чэнчжи, М.А.Гузев, В.В.Поплыгин, А.А.Куницких, 2022

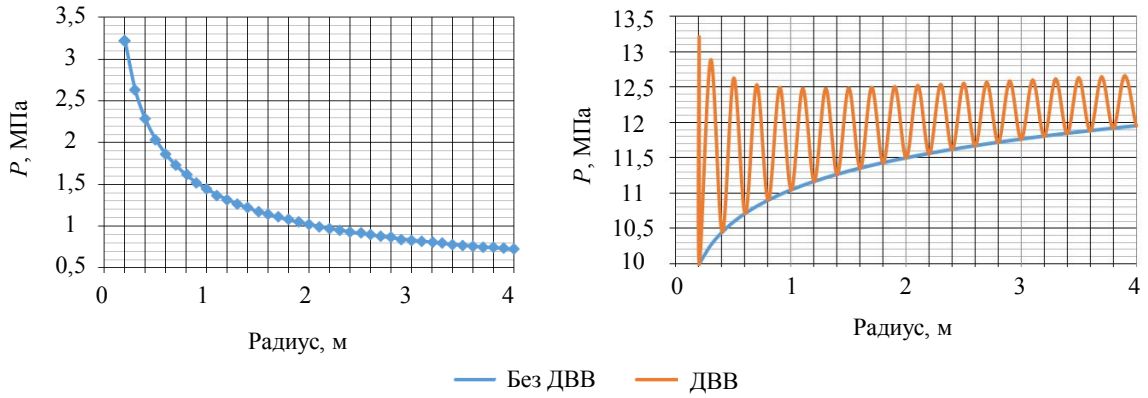


Рис.3. Изменение амплитуды и давления от расстояния при частоте 0,1 Гц

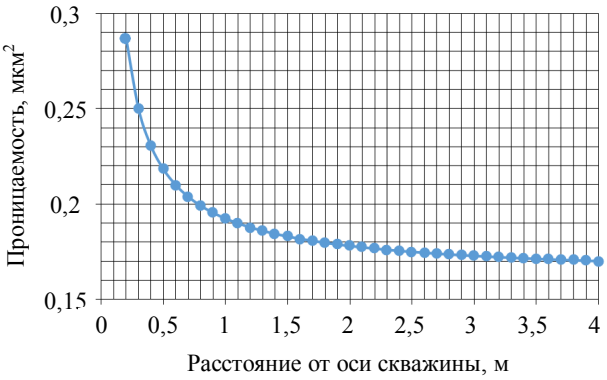


Рис.4. Изменение проницаемости ПЗП при частоте 0,1 Гц

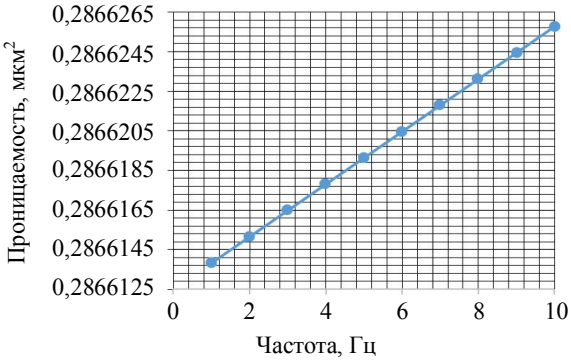


Рис.5. Изменение проницаемости пласта от частоты воздействия (расстояние 0,2 м от оси скважины)

Изменения коллекторских свойств пласта под воздействием упругих волн рассчитываются по методике, предложенной в работе [34]. Распространение цилиндрических волн от скважины определяются путем преобразования уравнения (6):

$$P_{ak} = P_0\sqrt{\frac{r_c}{r}}\exp\left(-\alpha\left(r-r_c\right)\right),$$

где расстояние r изменяется в пределах от r_c до R_k.

С учетом коэффициента затухания волны

$$P_{ak} = P_0\sqrt{\frac{r_c}{r}}\exp\left(-\frac{\omega}{c}\frac{1}{Q}\left(r-r_c\right)\right). \qquad (7)$$

С использованием уравнения (7) выполнена оценка изменения амплитуды колебаний и динамики изменения давления в пласте (рис.3).

Амплитуда колебаний существенно снижается с удалением от ствола скважины, при этом давление в момент прохождения волны стремится к 12,5 МПа.

Выполнена прогнозная оценка изменения проницаемости в пласте:

$$\frac{\Delta k}{k_{ref}} = a\left(\frac{P_0\sqrt{\frac{r_c}{r}}\exp\left(-\frac{\omega}{c}\frac{1}{Q}\left(r-r_c\right)\right)}{\Delta P}\right)^b.$$

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.59

Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 998-1007
© Ци Чэнчжи, М.А.Гузев, В.В.Поплыгин, А.А.Куницких, 2022

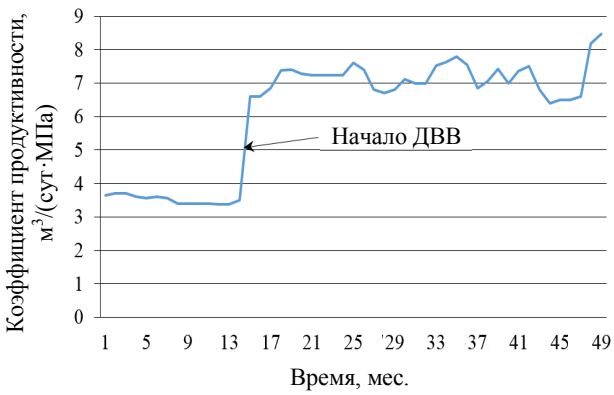


Рис.6. Динамика коэффициента продуктивности скважины

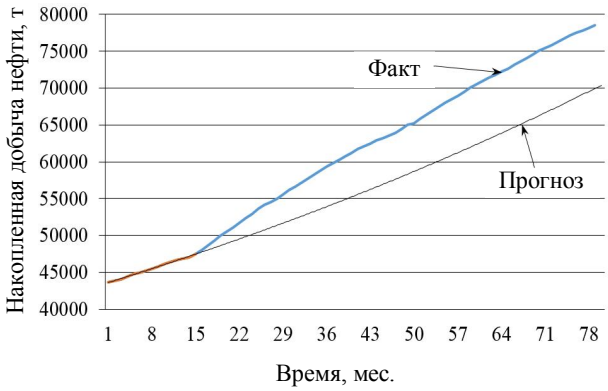


Рис.7. Динамика изменения накопленной добычи нефти по скважине

Основное изменение проницаемости происходит в непосредственной близости от ствола, в пределах 1 м от оси скважины (рис.4). С увеличением частоты воздействия до 10 Гц прогнозируемая проницаемость коллектора возрастает (рис.5).

Спустя месяц после начала волнового воздействия проведены гидродинамические исследования на опытной скважине и определена динамика восстановления давления после использования технологии ДВВ. Обработка данных гидродинамических исследований (кривые восстановления давления) свидетельствует о существенном увеличении проницаемости призабойной зоны после начала использования ДВВ.

Проницаемость ПЗП до использования технологии ДВВ составила 0,16, УЗП – 0,11 мкм^2, после использования ДВВ проницаемость ПЗП достигала 0,31, проницаемость УЗП – 0,12 мкм^2. При этом коэффициент проницаемости в призабойной зоне пласта увеличился более существенно, нежели в удаленной зоне, что соответствует теоретическим исследованиям. Проницаемость коллектора в призабойной зоне скважины по фактическим замерам возросла больше, чем по прогнозным расчетам. Это связано с тем, что при волновом воздействии уменьшилась толщина адсорбционных слоев нефти и воды на стенках породы, изменилась вязкость флюидов.

После использования технологии ДВВ коэффициент продуктивности скважины увеличился почти в два раза и за 70 месяцев наблюдений не снижался (рис.6).

Динамика накопленной добычи нефти свидетельствует об увеличении выработки запасов нефти в зоне дренирования скважины (рис.7). Разница между фактической добычей нефти и прогнозным значением на рассмотренном участке спустя 60 месяцев после внедрения волнового воздействия составляет 8,5 тыс. т нефти.

Согласно результатам обработки гидродинамических исследований, прирост проницаемости после ДВВ составил 93,7 %, по методике [34] – 79,1 %, технологии [33] – 0,63 %. Расчеты по методике [33] показали низкую корреляцию в связи с тем, что основной областью ее применения является ультразвуковое воздействие. Следовательно, для рассматриваемых горно-геологических условий залегания пласта наибольшая корреляция результатов достигается при использовании методики, представленной в работе [34]. Технология имеет ряд сопутствующих недостатков, которые в рамках данной статьи не будут детально рассматриваться. Во-первых, циклические перепады давления оказывают негативное влияние на состояние крепи скважины, что может нарушить целостность и сплошность контакта цементного камня с сопредельными средами. Во-вторых, отсутствие тотальной возможности контролировать границы и параметры распространения волнового поля. В-третьих, сложность реализации данной технологии в горизонтальных участках ствола скважины. В-четвертых, недостаточная изученность вопроса очистки ПЗП под воздействием волнового поля. Несмотря на имеющиеся недостатки, технология волнового воздействия на ПЗП на практике показала свою эффективность.

Заключение. Образование трещин в горных породах при волновом воздействии будет способствовать увеличению проницаемости и, следовательно, добычи нефти. В работе исследованы

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

возможные частоты волнового воздействия на горные породы. Согласно литературным источникам, наибольшая эффективность воздействия может быть достигнута при низких частотах. Исследованы методики прогнозирования изменения проницаемости горных пород при волновом воздействии для условий месторождения Пермского края. Выбран участок нефтяного пласта, на котором реализована технология дилатационно-волнового воздействия с частотой 0,1 Гц. Выполнены прогнозирование проницаемости при волновом воздействии и оценка результатов по данным с месторождения нефти. Гидродинамические исследования выявили прирост проницаемости после воздействия 93,7 %, по методике [34] – 79,1 %, по методике [33] – 0,63 %. Для рассматриваемых горно-геологических условий залегания пласта наибольшая корреляция результатов достигается при использовании методики, представленной в работе [34]. Результаты волнового воздействия показывают возможность эффективного применения данной технологии для увеличения добычи нефти в карбонатных коллекторах.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Lei Zhang, Xufeng Wang, Jiyao Wang, Zhanbiao Yang.* Mechanical characteristics and pore evolution of red sandstone under ultrasonic high-frequency vibration // AIP Advances. 2021. Vol. 11. Iss. 51. № 055202. DOI: 10.1063/5.0051640

2. *Cardoni A., Harkness P., Lucas M.* Ultrasonic rock sampling using longitudinal-torsional vibrations // Ultrasonics. 2010. Vol. 50. Iss. 4-5. P. 447-452. DOI: 10.1016/j.ultras.2009.09.036

3. *Fernando P.K.S.C., Meng Zhang, Pei Z.* Rotary ultrasonic machining of rocks: An experimental investigation // Advances in Mechanical Engineering. 2018. Vol. 10. Iss. 3. DOI: 10.1177/1687814018763178

4. *Wiercigroch M., Wojewoda J., Krivtsov A.M.* Dynamics of ultrasonic percussive drilling of hard rocks // Journal of Sound and Vibration. 2005. Vol. 280. Iss. 3-5. P. 739-757. DOI: 10.1016/j.jsv.2003.12.045

5. *Ning Li, Ping Zhang, Yunsheng Chen, Swoboda G.* Fatigue properties of cracked, saturated and frozen sandstone samples under cyclic loading // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2003. Vol. 40. Iss. 1. P. 145-150. DOI: 10.1016/S1365-1609(02)00111-9

6. *Fernando P.K.S.C., Pei Z.J., Meng Zhang.* Mechanistic cutting force model for rotary ultrasonic machining of rocks // International Journal of Advanced Manufacturing Technology. 2020. Vol. 109. Iss. 1-2. P. 109-128. DOI: 10.1007/s00170-020-05624-z

7. *Da-jun Zhao, Peng Yuan.* Research on the Influence Rule of Ultrasonic Vibration Time on Granite Damage // Journal of Mining Science. 2018. Vol. 54. Iss. 5. P. 751-762. DOI: 10.1134/S1062739118054856

8. *Kozhevnikov E.V., Turbakov M.S., Riabokon E.P., Poplygin V.V.* Effect of Effective Pressure on the Permeability of Rocks Based on Well Testing Results // Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 8. № 2306. DOI: 10.3390/en14082306

9. *Kozhevnikov E., Riabokon E., Turbakov M.A.* Model of Reservoir Permeability Evolution during Oil Production // Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 9. № 2695. DOI: 10.3390/en14092695

10. *Momeni A.A., Karakus M., Khanlari G.R., Heidari M.* Effects of cyclic loading on the mechanical properties of a granite // International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences. 2015. Vol. 77. P. 89-96. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2015.03.029

11. *Yi Liu, Feng Dai, Lu Dong et al.* Experimental Investigation on the Fatigue Mechanical Properties of Intermittently Jointed Rock Models Under Cyclic Uniaxial Compression with Different Loading Parameters // Rock Mechanics and Rock Engineering. 2018. Vol. 51. Iss. 1. P. 47-68. DOI: 10.1007/s00603-017-1327-7

12. *Bagde M.N., Petroš V.* Fatigue properties of intact sandstone samples subjected to dynamic uniaxial cyclical loading // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2005. Vol. 42. Iss. 2. P. 237-250. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2004.08.008

13. *Lin-jian Ma, Xin-yu Liu, Ming-yang Wang et al.* Experimental investigation of the mechanical properties of rock salt under triaxial cyclic loading // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2013. Vol. 62. P. 34-41. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2013.04.003

14. *Mingming He, Ning Li, Yunsheng Chen, Caihui Zhu.* Strength and Fatigue Properties of Sandstone under Dynamic Cyclic Loading // Shock and Vibration. 2016. Vol. 2016. № 9458582. DOI: 10.1155/2016/9458582

15. *Xiao X., Pan Y., Lu X., Yang X.* Mechanism of methane permeability enhance through ultrasonic irradiating on low permeable coal seam // Chinese Journal of Geophysics. 2013. Vol. 56. P. 1726-1733. DOI: 10.6038/cjg20130530

16. *Yin Songyu, Zhao Dajun, Zhai Guobing.* Investigation into the characteristics of rock damage caused by ultrasonic vibration // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2016. Vol. 84. P. 159-164. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2015.12.020

17. *Dajun Zhao, Shulei Zhang, Meiyan Wang.* Microcrack Growth Properties of Granite under Ultrasonic High-Frequency Excitation // Advances in Civil Engineering. 2019. № 3069029. DOI: 10.1155/2019/3069029

18. *Guzev M.A., Kozhevnikov E.V., Turbakov M.S. et al.* Experimental Investigation of the Change of Elastic Moduli of Clastic Rocks under Nonlinear Loading // International Journal of Engineering. 2021. Vol. 34. Iss. 3. P. 750-755. DOI: 10.5829/ije.2021.34.03c.21

19. *Guzev M., Kozhevnikov E., Turbakov M. et al.* Experimental Studies of the Influence of Dynamic Loading on the Elastic Properties of Sandstone // Energies. 2020. Vol. 13. Iss. 23. № 6195. DOI: 10.3390/en13236195

20. *Guzev M., Riabokon E., Turbakov M. et al.* Modelling of the Dynamic Young's Modulus of a Sedimentary Rock Subjected to Nonstationary Loading // Energies. 2020. Vol. 13. Iss. 23. № 6461. DOI: 10.3390/en13236461

21. *Marfin E., Gavrilov A., Abdrashitov A., Kadyirov A.* Pressure build-up test under elastic-wave action on the reservoir // CMMASS 21st International Conference, 24-31 May 2019, Crimea, Russian Federation. Computational Mechanics and Modern Applied Software Systems. 2019. Vol. 2181. № 020018. P. 020018-1-020018-7. DOI: 10.1063/1.5135678

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

22. *Xiaodong Han, Liming Zheng, Cunliang Chen, Hongfu Shi.* Velocity and attenuation of elastic wave in a developed layer with the initial inner percolation in the pores // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2018. Vol. 8. DOI: 10.1007/s13202-018-0468-x

23. *Liming Zheng, Hao Wang.* Numerical study on the variation of single phase flow in three-dimensional layer under low-frequency artificial vibration of seismic production technique // Energy Sources. Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 2020. DOI: 10.1080/15567036.2020.1840668

24. *Louhenapessy S.C., Ariadji T.* The effect of type waves on vibroseismic implementation of changes properties of rock, oil viscosity, oil compound composition, and enhanced oil recovery // Petroleum Research. 2020. Vol. 5. Iss. 4. P. 304-314. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2020.05.001

25. *Ariadji T.* Effect of Vibration on Rock and Fluid Properties: On Seeking the Vibroseismic Technology Mechanisms // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 5-7 April 2005, Jakarta, Indonesia. Society of Petroleum Engineers, 2005. P. 161-168. DOI: 10.2118/93112-ms

26. *Liming Zheng, Chaoxiang Pu, Li Y.-J. et al.* Biot's consolidation with variables for influence of low-frequency vibration stimulation on radial flow in low-permeability developed reservoir // Chinese Journal of Geotechnical Engineering. 2017. Vol. 39. Iss. 4. P. 752-758. DOI: 10.11779/CJGE201704022

27. *Liming Zheng, Pu C., Jiaxiang Xu et al.* Modified model of porosity variation in seepage fluid-saturated porous media under elastic wave // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2016. Vol. 6. Iss. 4. P. 569-575. DOI: 10.1007/s13202-015-0217-3

28. *Li S.Q., Yan T., Li W., Bi F.Q.* Modeling of vibration response of rock by harmonic impact // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2015. Vol. 23. P. 90-96. DOI: 10.1016/j.jngse.2015.01.025

29. *Shedid S.A.* An ultrasonic irradiation technique for treatment of asphaltene deposition // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2004. Vol. 42. Iss. 1. P. 57-70. DOI: 10.1016/j.petrol.2003.11.001

30. *Abaa K., Ityokumbul M.T., Adewumi M.* Effect of Acoustic Stimulationon Aqueous Phase Trappingin Low-Permeability Sandstones // Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME. 2017. Vol. 139. Iss. 61. № 062905. DOI: 10.1115/1.4037156

31. *Chun Huh.* Improved Oil Recovery by Seismic Vibration: A Preliminary Assessment of Possible Mechanisms // SPE 1st International Oil Conference and Exhibition in Mexico, 31 August – 2 September 2006, Cancun, Mexico. Society of Petroleum Engineers, 2006. P. 358-373. DOI: 10.2118/103870-ms

32. *Fasfiev B.R., Marfin E.A., Khusnullina A.A.* The Change in the Temperature Dependence of the Viscosity of Oil Under Ultrasonic Action // European Association of Geoscientists & Engineers 20th Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development – Geomodel 2018, 10-14 September 2018, Gelendzhik, Russian Federation. 2018. P. 1-5. DOI: 10.3997/2214-4609.201802359

33. *Mardegalyamov M.M., Marfin E.A., Vetoshko R.A.* Change in Permeability of a Porous Medium at Ultrasonic Action // EAGE 8th International conference and exhibition – Innovations in Geosciences-Time for Breakthrough, 9-12 April 2018, Saint Petersburg, Russian Federation. European Association of Geoscientists & Engineers, 2018. P. 1-5. DOI: 10.3997/2214-4609.201800258

34. *Elkhoury J.E., Niemeijer A.R., Brodsky E.E., Marone C.* Laboratory observations of permeability enhancement by fluid pressure oscillation of in situ fractured // Journal of Geophysical Research. 2011. Vol. 116. P. 2-16. DOI: 10.1029/2010JB007759

35. *Жуковский Н.Е.* О гидравлическом ударе в водопроводных трубах. М.-Л.: Государственное изд-во технико-теоретической литературы, 1949. 105 с.

***Авторы*: Ци Чэнчжи,** *д-р техн. наук*, *декан*, *https://orcid.org/0000-0003-1196-3972* (*Пекинский университет гражданского строительства и архитектуры, Пекин, Китайская Народная Республика*), **М.А.Гузев,** *д-р техн. наук*, *главный научный сотрудник*, *https://orcid.org/0000-0001-9344-154X* (*Пермский национальный исследовательский политехнический университет*, *Пермь*, *Россия*), **В.В.Поплыгин,** *канд. техн. наук*, *декан*, *https://orcid.org/0000-0003-2142-5246* (*Пермский национальный исследовательский политехнический университет*, *Пермь*, *Россия*), **А.А.Куницких,** *канд. техн. наук*, *доцент*, *artem_kunitskikh@mail.ru, https://orcid.org/0000-0003-2470-1429* (*Пермский национальный исследовательский политехнический университет*, *Пермь*, *Россия*).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0