
**НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
В МАШИНОСТРОЕНИИ**

УДК 622.245.59

**ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА В СКВАЖИНЕ СЕТЬЮ
ПЕРФОРАЦИОННЫХ КАНАЛОВ-ВОЛНОВОДОВ**© 2023 г. Р. Ф. Ганиев¹, Н. А. Шамов^{1,*}¹*Институт машиноведения им. А.А. Благонравова РАН, Москва, Россия***e-mail: shamov.na@mail.ru*

Поступила в редакцию 12.12.2022 г.

После доработки 15.06.2023 г.

Принята к публикации 20.06.2023 г.

Определена зависимость амплитуды давления в волне с накопленной в каналах-волноводах энергией от характеристик горной породы и пластовой жидкости. Представлены технология и устройство вторичного вскрытия продуктивного пласта в скважине путем создания перфорационных каналов-волноводов, устройство спуска фильтра-хвостовика в перфорационные каналы.

Ключевые слова: перфорационные каналы-волноводы с дугообразными стволами, объемная скорость фильтрации, радиус кривизны ствола, перфобур, фильтр-хвостовик, репрессивно-депресссионное волновое устройство

DOI: 10.31857/S0235711923050073, EDN: ХСРСХМ

Усложнение и удорожание получения жидкого и газообразного углеводородного сырья в последние годы, сокращение добычи нефти и газа в освоенных районах, возросшие требования к проведению экологических мероприятий делают необходимым существенное повышение качества вторичного вскрытия продуктивных пластов, применения эффективных и недорогих технологий и средств.

Применение же такой технологии, как гидроразрыв пласта, повышает дебит на начальном этапе эксплуатации, но требует значительных затрат, приводит иногда к нарушению герметичности цементного камня и появлению заколонных водогазоперетоков, росту темпа падения дебита, обводненности нефти, усложнению ремонтных работ в призабойной зоне пласта (ПЗП).

Разработка же месторождений с использованием системы горизонтальных стволов скважин бывает не всегда экономически оправданной, такие стволы могут быть дороже вертикальных [1]. В следующих источниках информации [2–5] рассматриваются известные технологии и технические средства, которые используются для создания боковых стволов малого диаметра во внутрислоевых промысловых системах. Так способ радиально-бурильной перфорации [3–5] позволяет создавать каналы глубиной до 2 м в пласт за счет вращения долота диаметром 30 мм гибким полым валом от винтового двигателя, установленного в корпусе перфоратора. Недостатками такой технологии и данных устройств являются небольшие длины создаваемых каналов, низкие прочность гибкого вала и герметичность в составных звеньях, неудовлетворительная производительность бурения. Образованные же гидромониторным размывом [2, 5] с

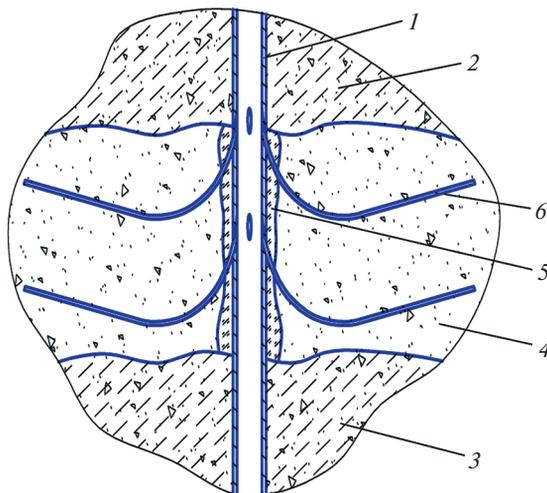


Рис. 1. Схема размещения перфорационных каналов в скважине: 1 – обсадная колонна; 2 – кровля пласта; 3 – его подошва; 4 – пласт; 5 – контур загрязнения ПЗП; 6 – перфорационный канал.

помощью гибких труб длинные каналы имеют стволы с непредсказуемой траекторией, требуют больших расходов и давлений промывочной жидкости.

Предлагаемые пути решения. Улучшение фильтрационных характеристик ПЗП предлагается за счет бурения системы длинных многоярусных перфорационных каналов малого диаметра (рис. 1), в которых возможно возникновение нелинейных волновых процессов. Бурение таких каналов в качестве волноводов-резонаторов, позволит улучшить акустические свойства ПЗП, окажет интенсивное воздействие на глубокие области пласта, повысит продуктивность скважин. Под научным руководством академика РАН Р.Ф. Ганиева еще в начале 2000-х годов были разработаны технологии и оборудование для бурения перфорационных каналов (перфобура). Проведены успешные экспериментально-стендовые исследования. Практическая и научная ценность работы подтверждена соответствующими патентами, публикациями в научно-технических изданиях и защищенными диссертациями, в том числе исследователями и специалистами [7–11] из других организаций и фирм.

Дебит нефтяного пласта, вскрытого длинноствольными каналами, можно приближенно оценить по формуле [1] для многозабойных скважин (рис. 1).

Объемная скорость фильтрации многоствольных перфорационных каналов

$$Q_f = \frac{2\pi n^{0.75} k_0 (P_1 - P_c)}{\mu_c \left[\frac{1}{2A_1} \ln \frac{\frac{h_n}{n_y + 1} (B_1 + A_1) + 2(B_1^2 - A_1^2)}{\frac{h_n}{n_y} (B_1 - A_1) + 2(B_1^2 - A_1^2)} + \frac{1}{h_n} \ln \frac{R_1}{R_2 + \frac{h_n}{2(n_y + 1)} + L_{pk} - l_{kb}} \right]},$$

где

$$A_1 = \sqrt{\frac{[\pi D_{pk} + 2(L_{pk} - l_{kb})]^2}{8} - \frac{D_{pk}^2}{8} + \frac{D_{pk} (L_{pk} - l_{kb})}{2}}, \quad B_1 = \frac{\pi D_{pk} + 2(L_{pk} - l_{kb})}{8},$$

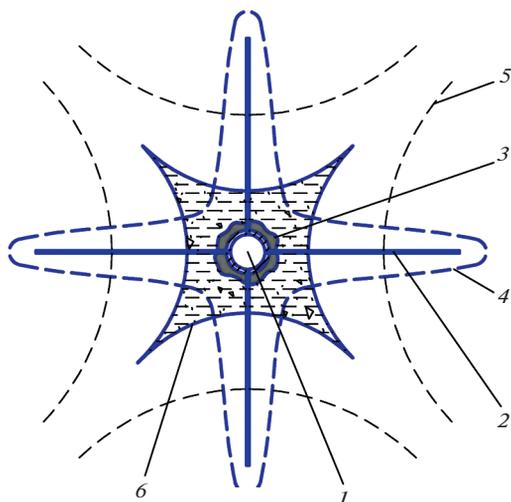


Рис. 2. Схема притока к скважине к 4-мя длинными каналами: 1 – ствол скважины; 2 – радиальные стволы; 3 – контур загрязнения; 4 – изобарическая линия; 5 – линии тока пластового продукта; 6 – контур зоны залегания остаточной нефти вокруг скважины.

где n – количество каналов; n_y – количество уровней (ярусов) радиальных стволов; D_{pk} – диаметр ствола перфорационного канала; L_{pk} – радиальная длина ствола (отход) канала; l_{kb} – глубина контура блокирования ПЗП твердеющим составом; P_1 – пластовое давление; P_2 – давление в скважине на забое; k_o – исходная проницаемость породы; μ_c – динамическая вязкость пластовой среды; h_n – толщина продуктивного пласта; R_1 – радиус контура питания скважины; R_2 – радиус ствола скважины.

Рассмотрим на численном примере степень влияния количества и длины стволов каналов одного яруса. Исходные данные: $P_1 = 20$ МПа, $P_2 = 15$ МПа, $h_n = 10$ м, $\mu_c = 9$ мПа с, $D_{pk} = 0.056$ м, $k_o = 0.018$ мкм², $R_1 = 500$ м, $R_2 = 0.106$ м, $l_c = 0.3$ м. В первом случае рассмотрены четыре канала длиной по 30 м (рис. 2).

Во втором – восемь каналов длиной по 30 м, в третьем – восемь каналов длиной по 15 м (рис. 3).

Получены следующие расчетные значения дебитов:

$$Q_{f1} \approx 0.574 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}, \quad Q_{f2} \approx 1.092 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}, \quad Q_{f3} \approx 0.866 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Отсюда следует, что не только дебит скважины больше, но и площадь залегания остаточного пластового продукта ожидаемо меньше у многоствольной системы, а создание многоярусных перфорационных стволов оптимальной длины может быть гораздо эффективнее, чем более длинных, но при меньшем количестве и той же суммарной длине каналов.

На рис. 4 представлена схема бурения каналов перфобуром в скважине. На ней изображены трубный толкатель 1, секции перфобура 2, клин-отклонитель 3, гибкая труба 4, статор 5 винтового забойного двигателя (ВЗД), шпindel двигателя 6, долото 7, поворотно-разъединительный узел 8, якорь 9, желобная емкость 10, подъемник 11, насосный агрегат 12, техническая колонна труб 13, обсадная колонна 14, перфорационный канал 15, нефтяной пласт 16.

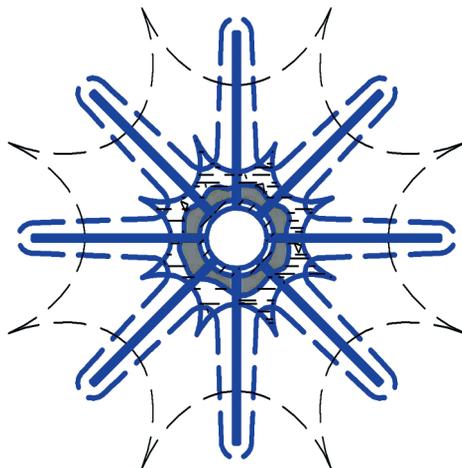


Рис. 3. Схема притока к скважине с 8-ю короткими каналами.

Угол искривления ВЗД определен из следующей зависимости:

$$\alpha_k = \arcsin \left[\frac{L_{st}}{2(R_k + 0.5d_d)} + \frac{L_{sp}}{\zeta_n R_k + 0.5d_d} \right],$$

где L_{sp} – длина шпинделя от места искривления ВЗД до конца долота; ζ_n – поправочный коэффициент на разницу форм осевых линий (прямолинейной у шпинделя с долотом и криволинейной у ствола перфорационного канала).

При проектировании перфобура была оценена расчетным и графическим путем возможность получения перфорационных каналов с наименьшим радиусом кривизны ствола при заданных длинах и диаметрах статора винтового забойного двигателя (ВЗД), его шпинделя и долота. Радиус кривизны канала (рис. 5) определяли по формуле

$$R_k \geq \frac{L_{st}^2}{8(d_d - D_{st})} - 0.5D_{st},$$

где L_{st} – длина статора двигателя до места искривления ВЗД; d_d – диаметр долота; D_{st} – наружный диаметр статора двигателя.

Наименьший радиус кривизны ствола перфорационного канала при исходных данных: $L_{st} = 0.6$ м, $D_{st} = 0.043$ м, $d_d = 0.056$ м, $L_{sp} = 0.225$ м, $\zeta_n = 1.03$, составил $R_k = 3.5$ м, максимальный угол искривления шпинделя ВЗД $\alpha_k = 8^\circ 28'$.

При использовании перфорационных каналов в качестве волноводов можно существенно снизить [6, 12] в ПЗП, загрязненной технологическими отложениями, потери энергии волнового поля, создаваемого, например, устройством, в которое включен генератор волн давления роторно-пульсационного типа (рис. 6). Этот процесс будет происходить до тех пор, пока часть проходящей в пласт по скелету горной породы и ее порового пространства волновой энергии не вырастет до значений поступающей в перфорационный канал энергии вынужденных колебаний. Для этого необходимо соблюсти соотношение длины каналов к длине полуволны давления

$$l = n \frac{\lambda_n}{2} = n \frac{c_{zh}}{2f_n},$$

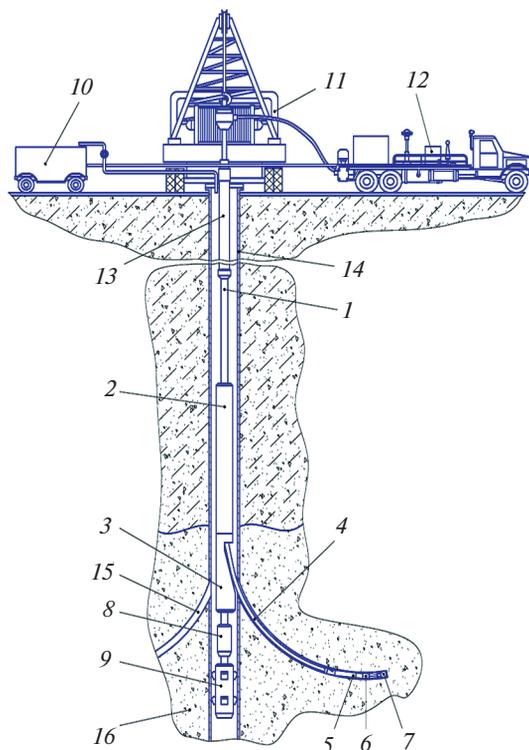


Рис. 4. Схема бурения глубоких перфорационных каналов перфобуром.

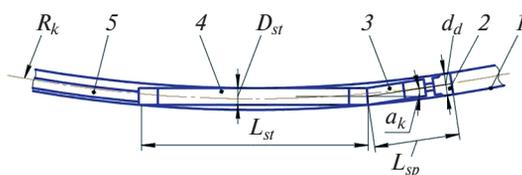


Рис. 5. Определение радиуса кривизны ствола и угла искривления ВЗД: 1 – ствол канала; 2 – долото; 3 – шпindel; 4 – статор; 5 – гибкая труба.

где λ_n – длина волны наиболее низкочастотного колебания давления с наибольшей амплитудой; c_{zh} – скорость распространения волны в жидкости; f_n – наименьшая частота в спектре создаваемых генератором колебаний рабочих частот; n – ряд целых чисел (1, 2, 3, ...).

Отсюда, интенсивность волновой энергии I_g , передаваемой в канал-волновод от размещенного в скважине генератора колебаний давления, будет описываться зависимостью

$$I_g = I_n + I_{nc}, \quad (1)$$

где I_n – интенсивность волновой энергии, прошедшей в скелет горной породы; I_{nc} – интенсивность волновой энергии, прошедшей в гидросреду порового пространства.

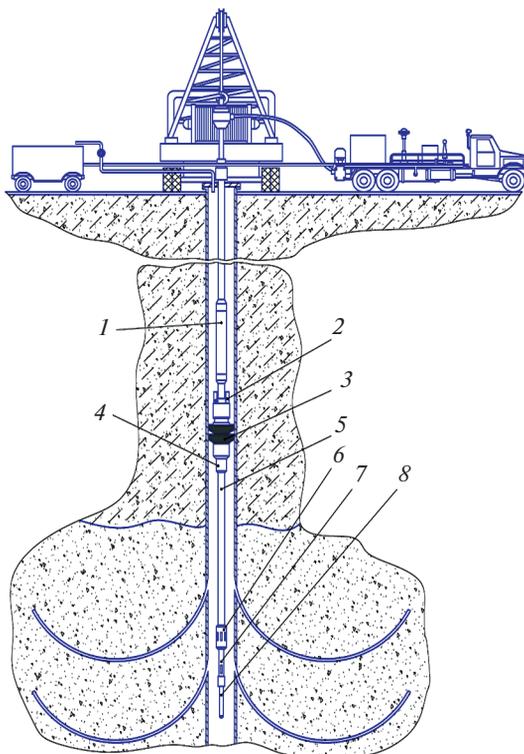


Рис. 6. Схема репрессивно-депресссионной волновой обработки: 1 – привод ротора генератора; 2 – струйный насос; 3 – пакер; 4 – генератор; 5 – его волновод; 6 – излучатель; 7 – автономный термоманометр; 8 – автономный регистратор волн давления.

После преобразования выражение (1) примет вид

$$\frac{p_{0v}^2 e^{-2\beta l}}{2\rho_{zh}c_{zh}} = p_{0p}^2 \left[\frac{2\rho_{zp}c_{zp}(1 - m_n)}{(\rho_{zp}c_{zp} + \rho_{zh}c_{zh})^2} + \frac{0.33m_n}{2\rho_{zh}c_{zh}} \right],$$

где p_{0v} – амплитуда давления на входе в канал-волновод; β – коэффициент затухания волны при рассеивании ее энергии в канале; ρ_{zh} – плотность пластовой жидкости; ρ_{zp} – плотность скелета горной породы; c_{zp} – скорость звука в ней; m_n – коэффициент эффективной пористости породы.

Отсюда, амплитуда колебания давления в волне с накопленной в перфорационном канале-волноводе энергией определится из соотношения

$$p_{0p} = \frac{p_{0v} e^{-\beta l} (\rho_{zp}c_{zp} + \rho_{zh}c_{zh})}{\sqrt{4\rho_{zh}c_{zh}\rho_{zp}c_{zp}(1 - m_n) + (\rho_{zp}c_{zp} + \rho_{zh}c_{zh})^2 m_n}}.$$

Энергия волнового поля, переданная через перфорационные каналы-волноводы многоствольной многоярусной системы в скелет горной породы и ее поровые каналы продуктивной среде, например тяжелой высоковязкой нефти, будет частично расходоваться на работу по снижению ее вязкости и преодолению напряжения сдвига. Пе-

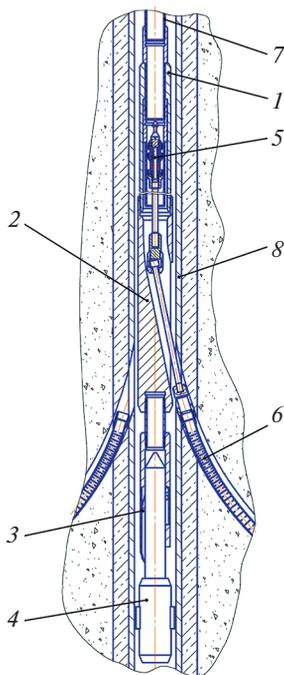


Рис. 7. Схема спуска фильтра-хвостовика в перфорационный канал: 1 – корпус устройства; 2 – клин-отключитель; 3 – поворотный-соединительный узел; 4 – якорь; 5 – спусковой модуль; 6 – фильтр-хвостовик; 7 – техническая колонна; 8 – обсадная колонна.

риод релаксации такой нефти существенно снизится, сопротивление ее течению в проницаемой породе ПЗП уменьшится.

В нагнетательной скважине передаваемая через перфорационные каналы энергия вынужденных колебаний, будет способствовать созданию на границе контактов вытесняющей жидкости с нефтью оторочек из высоковязких водонефтяных эмульсий, которые будут препятствовать свободному “проскальзыванию” и прорывам вытесняющей жидкости по избыточно дренированной в процессе эксплуатации пласта горной породе к добывающим скважинам. В то же время волны, проходящие через перфорационные каналы-волноводы в застойные зоны пласта, будут содействовать полезному изменению реологических характеристик нефти, выравниванию профиля ее притока. В случае угрозы осыпания горной породы в перфорационных каналах в процессе эксплуатации скважины можно обеспечить обсаживание стволов каналов фильтрами-хвостовиками (рис. 7), техника и технология для их установки также разработана в Институте машиноведения РАН и запатентована.

Известно [13], что при движении высоковязкой нефти в неоднородной пористой среде увеличение вязкости вытесняющей жидкости за счет создания водонефтяной оторочки, более ощутимо сказывается на снижении скорости вытеснения в зонах повышенной проницаемости, где скорость течения нефти заметно выше, чем в низкопроницаемых участках пласта. Все это также приводит к выравниванию профиля притока и, в целом, к увеличению коэффициента вытеснения.

Таблица 1. Основные параметры и результаты бурения каналов

Объект бурения	Двигатель, долото	Промывочная жидкость	Осевая нагрузка, кН	Давление на насосе, МПа	Расход на ВЗД, л/с	Скорость бурения, м/ч
Блок ЦПГ	2Д-43.50, ДРС-56.01	“Укродиз”	1.2–1.6	3.0–3.5	0.6–0.7	5.5–6.0
Блок ЦПГ	1Д-43.98, ДРС-56.01	“Укродиз”	1.8–2.2	4.0–5.0	0.6–0.7	6.5–7.0
Блок ЦПГ	1Д-43.98, ДИ-56.02	“ОП-МТМ”	2.0–2.4	5.0–6.0	0.6–0.7	6.0–7.0
Блок ЦПГ	1Д-43.98, ДРС-56.03	“ОП-МТМ”	2.0–3.0	6.0–7.0	0.7–0.8	11.0–13.0
Труба в блоке	1Д-43.98, ДИ-56.02	“ОП-МТМ”	2.4–3.2	6.0–7.0	0.7–0.8	0.5
Труба в блоке	1Д-43.98, ДРС-56.03	“ОП-МТМ”	2.4–3.2	6.0–7.0	0.7–0.8	0.35
Блок ЦПГ*	1Д-43.98, ДРС-56.03	“ОП-МТМ”	2.4–3.2	6.0–7.0	0.7–0.8	10.0–11.0

*При бурении бокового ответвления от основного ствола канала.

Исследования процессов бурения каналов на стенде. Результаты экспериментов приведены в табл. 1.

Стенд состоял из приподнятой над полом платформы с блоком цементно-песчано-гравийным (ЦПГ) и резервуаром для промывочной жидкости. В качестве промывочной жидкости хорошо зарекомендовал себя буровой раствор с условным названием “ОП-МТМ” на слабоминерализованной водной основе плотностью 1020 кг/м³ с добавками ПАВ ОП-10 и смазки для буровых растворов МТМ-1М с объемной концентрацией 0.3% каждая.

Области применения технологии глубокой перфорации: 1) реанимация скважин с низким дебитом; 2) интенсификация процесса добычи аномально-высоковязких разновидностей нефти; 3) увеличение приемистости нагнетательных скважин.

Развитие технологии и технических средств по глубокой перфорации ПЗП будет идти по следующим направлениям: 1) бурение пилотных стволов каналов-волноводов и ответвлений; 2) отбор образцов породы из глубинных участков ПЗП для проведения геофизических исследований ее состояния; 3) вызов притока пластового продукта из каждого канала-волновода по отдельности и исследование их гидродинамической связи с пластом.

Заключение. 1. Разработаны и в основном исследованы на экспериментальном стенде технология и техника бурения каналов-волноводов в продуктивном пласте. **2.** Установлены зависимости объемной скорости фильтрации пластового продукта от его свойств, характеристик породы, а также от параметров, количества и размеров каналов. **3.** Приведен расчет радиуса кривизны ствола перфорационного канала и угла искривления забойного двигателя от размеров его и долота. **4.** Спрогнозировано повышение эффективности фильтрационных процессов после вскрытия пласта перфорационными каналами-волноводами в зависимости от их количества, и в меньшей степени от длины при равной общей суммарной протяженности каналов-волноводов. **5.** Определена зависимость амплитуды давления в волне с накопленной в каналах-волноводах энергией от характеристик горной породы и пластового продукта. **6.** Ожидаемые преимущества предлагаемой технологии: 1) улучшение связи скважины с пластом и повышение ее дебита; 2) снижение риска возникновения межпластовых перетоков; 3) прохождение склонных к обвалам породы в ПЗП более устойчивыми нисхо-

дыщими участками стволов дугообразных перфорационных каналов; 4) вскрытие нисходящими и восходящими участками каналов нескольких продуктивных пропластков.

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2001. 199 с.
2. Близунов В.Ю., Повалихин А.С. Технологические схемы бурения систем горизонтальных стволов в пласте высоковязкой нефти // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2011. № 10. С. 10.
3. Расповов А.В., Кондратьев С.А., Новокрещенных Д.В. Влияние геолого-физических условий на эффективность бурения радиальных каналов в около скважинную зону пласта // Нефтяное хозяйство. 2012. № 3. С. 78.
4. Guo R., Li G., Huang Z. Theoretical and experimental study of the pulling force of jet bits in radial drilling technology // Pet. Sci. 2009. № 6. P. 395.
5. Dickinson W., Dykstra H., Nees J.M. The Ultrashort Radius Radial System Applied to Thermal Recovery of Heavy Oil // SPE. 1992. № 24087. P. 583.
6. Ганиев Р.Ф., Украинский Л.Е. Нелинейная волновая механика и технология. Волновые и колебательные явления в основе высоких технологий. 2-е изд., дополн. М.: Институт компьютерных исследований; Научно-издательский центр “Регулярная и хаотическая динамика”, 2011. 780 с.
7. Lyagov I.A., Vasilev N.I., Reich M., Mezzetti M. Analytical research and experimental tests on the technology for drilling small diameter channels with small radius of curvature // Oil Gas European Magazine. 2014. V. 40. Iss. 3. P. 124.
8. Reich M. Auf krummen Touren durch den Untergrund – ein Exkurs in die Welt der Richtbohrtechnik. Veröffentlichung in „Erdöl, Erdgas, Kohle“, Januar 2011. 6 p.
9. Lyagov I.A. Bottomhole Formation Zone Completion through Ultra Deep Multibranch hannels: Experimental Research of a New Technology // Mine planning and equipment selection: Proc. of the 22nd MPES Conf. Dresden, Germany. Oct. 14–19. Springer, 2014. P. 1221.
10. Лягов И.А. Обоснование и разработка технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов разветвленными скважинами сверхмалого диаметра: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. СПб.: Нац. минерально-сырьевой ун-т “Горный”, 2014. 20 с.
11. Лягов И.А., Лягов А.В., Шайдаков В.В. и др. Техническая система “Перфобур” для вторичного вскрытия продуктивного пласта // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2022. № 2 (350). С. 47.
12. Кузнецов О.В., Ефимова С.А., Жуйков Ю.Ф. и др. Акустическое воздействие на призабойную зону пласта // Нефтяное хозяйство. 1987. № 3. С. 34.
13. Аметов И.М., Байдаков Ю.Н., Рузин Л.М., Спиридонов Ю.А. Добыча тяжелых и высоковязких нефтей. М.: Недра, 1985. 205 с.