

УДК 550.832

DOI: 10.46698/v5462-5849-8970-s

Оригинальная статья

Геофизическая технология заканчивания нефтяных скважин и долговременного мониторинга их работы

Д.А. Будник¹, А.Д. Савич², С.В. Галкин³, Д.Г. Халилов⁴

¹ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Россия, 614000, г. Пермь, ул. Ленина, 62,
e-mail: Denis.Budnik@lukoil.com;

² Пермский государственный национальный исследовательский университет, Россия,
614990, г. Пермь, ул. Генкеля, 8, e-mail: savich194@mail.ru;

³ Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия,
614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29,
e-mail: doc_galkin@mail.ru;

⁴ ПАО «Пермнефтегеофизика», Россия, 614090, г. Пермь, ул. Лодыгина, 34,
e-mail: HalilovDG@rusgeology.ru

Статья поступила: 11.07.2025, доработана: 27.10.2025, принята к публикации: 30.10.2025

Резюме: Актуальность работы. Разработка технологии рационального заканчивания скважин, включающей технологические операции по вскрытию продуктивных пластов бурением, цементированию законного пространства, вторичному вскрытию и вызову притока из пластов, является одной из наиболее актуальных задач, обеспечивающих длительную эксплуатацию нефтяных скважин с высокими дебитами. Объединение этапов вторичного вскрытия и вызова притока в единый технологический комплекс с реализацией высокоэффективных способов перфорации скважин позволяет значительно повысить качество освоения продуктивных интервалов при кратном уменьшении времени и затрат геолого-технических мероприятий. **Цель исследований.** Целью работы является оптимизация процесса заканчивания нефтяных скважин путем разработки специальных взрывозащищенных глубинных приборов и геофизических грузонесущих кабелей, в состав которых помимо токоведущих жил включены оптоволоконные модули и капилляр (трубка). **Методы работы.** Технология предусматривает после снижения уровня бурового раствора в стволе скважины производить закачку в интервал продуктивного пласта по капиллярной трубке геофизического кабеля специальной перфорационной жидкости. Последующая перфорация на депрессии под глубинным насосом обеспечивает очистку прискважинной зоны коллектора. Разработанная технология позволяет осуществлять долговременный мониторинг параметров эксплуатации скважин на основе оптоволоконной термометрии с использованием глубинных приборов, расположенных выше прострелочно-взрывной аппаратуры. Необходимость использования глубинных приборов вызвана отсутствием в настоящее время датчиков давления и состава флюида в оптоволоконном исполнении. **Результаты работ.** Разработанная технология позволяет в процессе эксплуатации скважин выполнять текущие гидродинамические исследования пластов. Наличие капиллярной трубки дает возможность производить в интервал вторичного вскрытия дозированную подачу перфорационных жидкостей, приготовленных на основе поверхностно-активных веществ, что позволяет дополнительно очистить прискважинную зону пласта и повысить дебит.

Ключевые слова: скважина, вторичное вскрытие на депрессии, геофизический кабель, капиллярная трубка, долговременный мониторинг, оптоволоконный распределенный датчик температуры, перфорационная жидкость.

Благодарности: Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

Для цитирования: Будник Д.А., Савич А.Д., Галкин С.В., Халилов Д.Г. Геофизическая технология заканчивания нефтяных скважин и долговременного мониторинга их работы. *Геология и геофизика Юга России*. 2025. 15(4): 28–41. DOI: 10.46698/v5462-5849-8970-s

DOI: 10.46698/v5462-5849-8970-s

Original paper

Geophysical technology for oil wells completion and long-term performance monitoring

D.A. Budnik¹, A.D. Savich², S.V. Galkin³, D.G. Khalilov⁴

¹ LUKOIL-PERM, LLC, 62 Lenina Str., Perm 514000, Russian Federation,
e-mail: Denis.Budnik@lukoil.com;

² Perm State National Research University, 8 Genkel Str., Perm 614990, Russian Federation,
e-mail: savich194@mail.ru;

³ Perm National Research Polytechnic University, 29 Komsomolsky Pr.,
Perm 614990, Russian Federation, e-mail: doc_galkin@mail.ru;

⁴ Permneftegeofizika PJSC, 34 Lodygina Str., Perm 614090, Russian Federation,
e-mail: HalilovDG@rusgeology.ru

Received: 11.07.2025, revised: 27.10.2025, accepted: 30.10.2025

Abstract: Relevance. The development of a rational well completion technology, including the technological operations of drilling through productive formations, cementing of the casing string annulus, secondary drilling-in and stimulation jobs is one of the crucial tasks for ensuring long-term operation of high-output oil wells. Integrating the stages of secondary opening and stimulation stages into a unified technological complex with the implementation of high-performance well perforation techniques allows to significantly improve the quality of productive formations development alongside manifold reduction of the time and costs of geological and engineering operations. **Aim.** The aim of this study is the optimization of oil wells completion by developing specialized explosion-proof bottomhole instrument and geophysical load-bearing cables, which include, in addition to conducting core, fibre-optic modules and a capillary tube. **Methods.** The technology suggests that after the reduction of the drilling mud level in the wellbore, special perforating fluid is injected into the productive formation to clean the near-wellbore area. Subsequent perforation under depression using a deep-well pump ensures the cleaning of the near-wellbore zone of the reservoir. The developed technology allows for long-term monitoring of well operation parameters using fiber-optic thermometry and deep-well instruments located above the blasting equipment. The need to use downhole instruments is due to the current lack of fiber-optic pressure and fluid composition sensors. **Results.** The developed technology allows for ongoing hydrodynamic reservoir testing during the operation of wells. The presence of a capillary tube enables the controlled delivery of perforation fluids based on surfactants to the secondary perforation interval. This helps to further clean the near-wellbore zone and increase the flow rate.

Keywords: well, secondary drilling-in, geophysical cable, capillary tube, long-term monitoring, fibre-optic distributed temperature gauge, perforating fluid.

Acknowledgements: The research was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project No. FSNM-2023-0005).

For citation: Budnik D.A., Savich A.D., Galkin S.V., Khalilov D.G. Geophysical technology for oil wells completion and long-term performance monitoring. *Geologiya i Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South*. (in Russ.). 2025. 15(4): 28–41. DOI: 10.46698/v5462-5849-8970-s

Введение

Вторичное вскрытие продуктивных пластов является одним из завершающих этапов при заканчивании скважин, выполняется, в основном, при помощи кумулятивных перфораторов и предшествует вызову притока флюида из пласта. В совре-

менных скважинах перфорация, как правило, выполняется в условиях репрессии на пласт, что способствует увеличению радиуса ранее образовавшейся на этапах бурения и цементирования зоны ухудшенной проницаемости и в конечном итоге к дальнейшему снижению продуктивности коллектора [Рябоконт и др., 2000]. В частности, в работе [Гайворонский и др., 2006] отмечается, что при радиальном притоке жидкости к совершенной скважине, дренирующей пласт диаметром 300 м, половина энергетических затрат на продвижение флюида к забою приходится на зону пласта вокруг скважины радиусом 5,5 м, что предъявляет особые требования к сохранению ее фильтрационных свойств. В работе [Гасумов, Гасумов, 2023] качество строительства скважин предложено определять посредством оценки каждого из трех этапов ее строительства – бурения, крепления и освоения. Оценка последнего этапа зависит от степени сохранения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивного пласта.

Анализ эффективности применения современных методов интенсификации притока, например гидроразрыва пласта (ГРП), показывает, что зачастую продуктивность скважин сопровождается значительным ростом их обводненности. Как показано в публикации [Шумилов, 2019], одной из причин является нарушение целостности цементного камня за обсадной колонной в результате воздействия на крепь скважины высоких гидравлических давлений. Это приводит к образованию каналов и зазоров в заколонном пространстве, которые способствуют поступлению флюида из водонасыщенных пластов. Следует также отметить, что предшествующие ГРП прострелочно-взрывные работы (ПВР) также могут приводить к нарушению герметичности крепи в результате воздействия знакопеременных давлений высоких значений в условиях различия упругих свойств эксплуатационной колонны и цементного камня [Deng et al., 2023]. Величины этих давлений зависят от многих факторов, таких как выбор типа перфорационных зарядов и систем, плотности перфорации, глубины интервалов вторичного вскрытия и связанное с ней гидростатическое давление в стволе скважины и другие. Важную роль играют геометрические параметры ствола скважины и в частности диаметры обсадных колонн.

Методы исследований

В настоящее время в Пермском регионе в подавляющем большинстве ведется бурение скважин малого диаметра (СМД), крепление которых производится обсадными трубами с условным диаметром 114 мм. Для примера, на рисунке 1 приведено сравнение результатов измерений максимальных, гидростатических и избыточных давлений по скважинам с диаметрами обсадных колонн 114 и 146 мм. Уточним, что избыточные давления ($P_{изб}$) определялись как разность между максимальным измеренным его значением и гидростатическим давлением, создаваемым столбом жидкости в стволе скважины. При этом возникающие в скважинах малого диаметра $P_{изб}$ имеют значения значительно более высокие чем для колонн 146 мм (рис. 1). В пересчете на 100 грамм взрывчатого материала (ВМ), который использовался при перфорации скважин, минимальный рост значений $P_{изб}$ равняется 7,0 МПа в скважине 1334 Ш. В остальных скважинах малого диаметра, каждые дополнительные 100 граммов ВМ увеличивали его значения от 7,7 до 8,3 МПа/100г ВМ. В результате показатели $P_{изб}$ находились в диапазоне 27,8 – 61,5 МПа. В колоннах 146 мм даже при использовании существенно большей массы ВМ, избыточные давления ниже и находятся в диапазоне от 18,7 до 45,4 МПа.

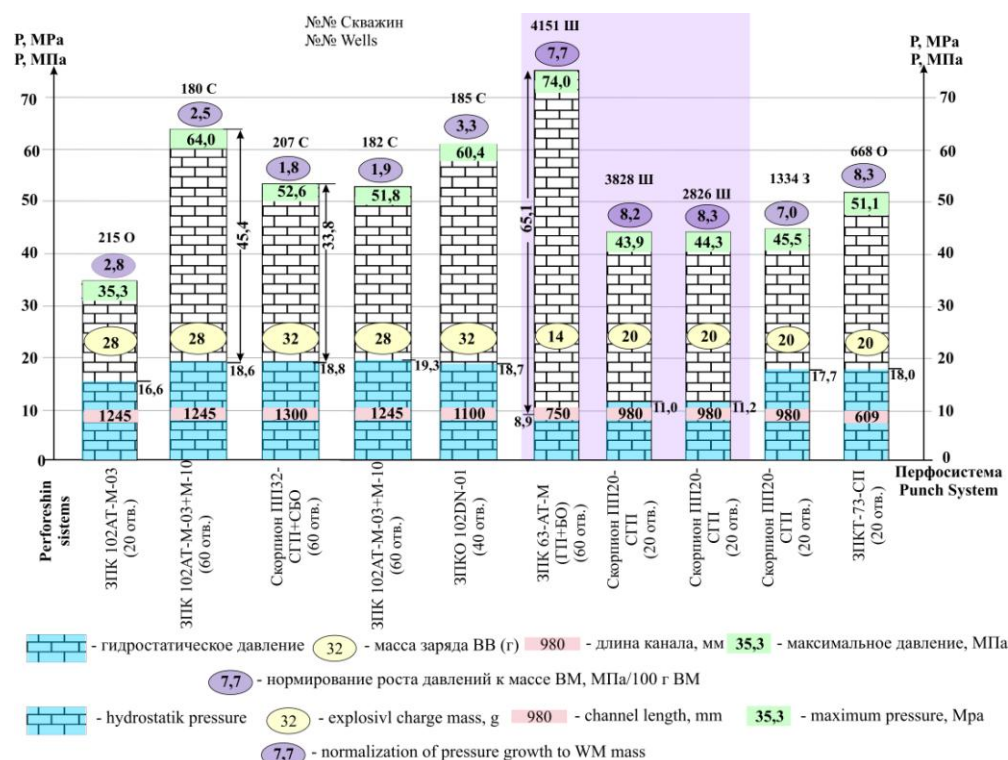


Рис. 1. Значения измеренных и расчетных давлений в скважинах /

Fig. 1. Values of measured and calculated pressures in wells

Таким образом, определяющее влияние на величину избыточных давлений оказывает внутренний объем перфорируемой колонны. Воздействие оказывают также конструктивные особенности кумулятивных зарядов и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов. Использование технологий и прострелочно-взрывной аппаратуры, применение которых сопровождается возникновением больших значений $P_{изб}$, зачастую приводит к нарушению крепи скважин в виде образования каналов и зазоров. Даже их незначительные размеры будут служить потенциальными триггерами для дальнейшего разрушения цементного камня при реализации мероприятий по интенсификации притока и, в частности, выполнении ГРП. С учетом этого, целью исследований поставлена задача разработки комплексной технологии и технических средств реализации наиболее эффективных способов вторичного вскрытия пластов.

В идеальном случае выполнение операций по заканчиванию скважин должно быть технологически увязано между собой и объединять этапы вторичного вскрытия и освоения (вызова притока) продуктивных пластов в непрерывный процесс, выполняемый за один спуск оборудования в скважину, которое будет извлечено только по истечении межремонтного периода. Критерием качества выполненного комплекса работ следует считать высокий показатель гидродинамического совершенства вскрытия, отражающий улучшение или сохранение параметров естественной проницаемости коллектора в прискважинной зоне пласта, что также отмечается в работе [Гасумов, Гасумов, 2023].

В последние годы на нефтяных месторождениях Пермского края реализуется комплексная технология вторичного вскрытия пластов, основой которой является предварительный спуск на кабеле перфоратора под глубинно-насосное оборудо-

вание (ГНО). После создания проектной депрессии понижением уровня насосом, выполняется отстрел перфоратора, и скважина запускается в работу. Такой подход позволяет не только сохранить коллекторские свойства пластов за счет исключения операций по дополнительному глушению скважин, но и улучшить их посредством депрессионной очистки, в результате которой происходит извлечение из перфорационных каналов разрушенной породы, образующей зону повреждения и уплотнения [Xu et al., 2022]. Все это приводит к увеличению дебитов, а также кратному сокращению сроков освоения скважин. После завершения перфорации прострелочно-взрывную аппаратуру (ПВА) опускают ниже вскрытого интервала и оставляют в скважине вплоть до первого ремонта насоса. Схема расположения оборудования в скважинах, эксплуатируемых электроцентробежными и штанговыми насосами, показана на рисунке 2. Опыт применения технологии показал, что в среднем фактические дебиты нефти после ввода объектов в эксплуатацию превышают плановые значения более чем на 50 %.

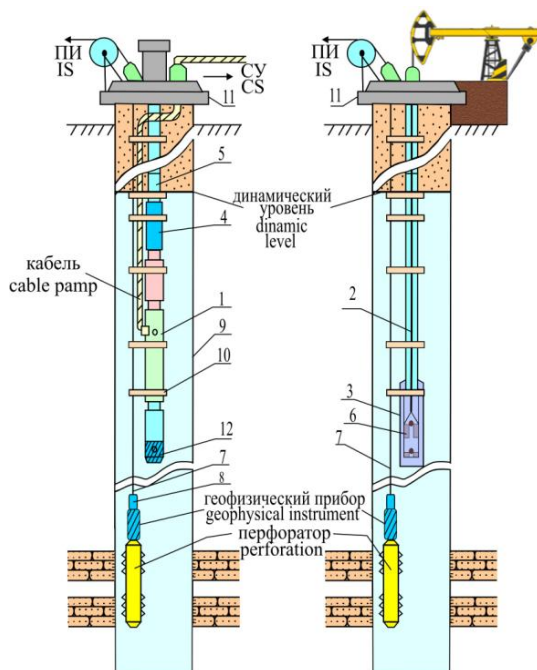


Рис. 2. Схема расположения оборудования при вторичном вскрытии пластов под насосами
1 – погружной электродвигатель;
2 – насосные штанги; 3 – насос (ШГН);
4 – насос (ЭЦН); 5 – колонна НКТ; 6 – плунжер;
7 – кабель геофизический; 8 – кабельный наконечник; 9 – эксплуатационная колонна;
10 – децентрактор; 11 – планшайбы с кабельными вводами; 12 – погружной блок телеметрии;
СУ – станция управления ЭЦН; ПИ – пульт инициирования перфоратора /

Fig. 2. The layout of the equipment during the secondary opening of the layers under the pumps
1 – submersible electric motor; 2 – pumping rods;
3 – electric pump; 4 – rod pump; 5 – column of pumping pipes; 6 – plunger; 7 – geophysical cable;
8 – cable tip; 9 – operational column;
10 – decentralizers; 11 – face plate with cable entzies; 12 – immersion telemetry unit;
CS – control stat cont;
IS – the initiation console

В то же время, вторичное вскрытие карбонатных коллекторов, как правило, не позволяет обеспечить потенциально возможные притоки флюидов, в том числе и из пластов с хорошими ФЕС, без дополнительной их обработки кислотными составами. Объясняется это тем, что в карбонатных породах перфорационные каналы имеют зону уплотнения толщиной до 1 сантиметра, в которой наблюдается оплавление мелких кристаллов кальцита и смыкание пор [Гайворонский и др., 2000]. Восстановление гидравлической связи, по нашему мнению, следует производить разрушением названной зоны посредством создания депрессии на пласт при перфорации или посредством кислотного воздействия предварительно закаченных перед выполнением ПВР в интервал продуктивного пласта специальных жидкостей. Проведенные исследования в Китае показали, что при разработке карбонатных залежей комплексное применение перфорации и кислотной обработки позволило значительно увеличить добычу нефти за счет улучшения условий дренирования вблизи скважины [Xu, 2025].

Дальнейшее совершенствование инновационной технологии реализуется посредством применения геофизического кабеля содержащего, помимо тоководущих жил, капиллярную трубку и оптоволоконный модуль, а также кабельных наконечников с обратным клапаном и взрывозащищенных глубинных приборов. В результате появляется возможность существенно повышать коэффициент гидродинамического совершенства вторичного вскрытия, оперативного управления величинами забойного давления и оценки энергетических параметров пласта, как непосредственно после перфорации, так и в процессе его эксплуатации.

Многолетняя работа в направлении борьбы с асфальтосмолистыми и парафиновыми отложениями (АСПО) компонентов нефти позволила наработать целый комплекс технологий, а также реагентов для очистки глубинно-насосного оборудования от АСПО. Это направление активно развивается и в настоящее время, а для их экономного использования на первый план выдвигается разработка наиболее эффективных способов доставки реагентов в ствол скважины [Акрамов, Яркеева, 2017]. Наличие капиллярной трубки, на наш взгляд, позволит реализовать их подачу на заданную глубину в процессе эксплуатации скважин. Также отметим, что большое внимание к разработке методов борьбы с АСПО, вызвано значительными объемами ремонтов скважин по этой причине. Так, на месторождениях Пермского региона такие ремонты проводились в 76 % случаев от общего их количества [Сюзев и др., 2018].

В то же время, несмотря на то, что в настоящее время имеется большое количество разнообразных составов поверхностно-активных веществ (ПАВ), предназначенных для интенсификации нефтедобычи, вопросу их применения для повышения качества вторичного вскрытия пластов уделяется мало внимания, а рекомендации по их использованию при вторичном вскрытии пластов отсутствуют. По нашему мнению, это вызвано трудоемкостью операций и дополнительными затратами времени на замену промывочной или технологической жидкости на ПАВ в интервале продуктивного пласта. Использование же названных жидкостей в условиях малоэффективной перфорации на репрессии или при депрессии с последующим глушением скважин перед спуском ГНО нивелирует эффективность предлагаемых инноваций.

В работах [Деркач и др., 2010; Кязимов, Сулейманов, 2013] был сформирован ряд требований, предъявляемых к поверхностно активным веществам. Основными из них являются растворение в пластовой и технической воде, снижение межфазного натяжения на границе «фильтрат раствора – нефть» до 3 мН/м, как минимум, незначительное абсорбирование на поверхности пород и предотвращение набухания глинистых пород. ПАВ также не должны оказывать отрицательного влияния на свойства технологических жидкостей, вступать в химическое взаимодействие с пластовыми флюидами и минералами коллектора с выпадением нерастворимых осадков. Технологические особенности метода перфорации на депрессии под ГНО позволяют исключить операции по дополнительному глушению скважин и дальнейшее проникновение в пласт фильтратов. Наличие же в геофизическом кабеле капиллярного канала снимает проблему доставки в интервал продуктивного пласта любых химических соединений, повышающих коэффициент гидродинамического совершенства вторичного вскрытия, в том числе и кислотных составов при вскрытии карбонатных коллекторов.

В то же время необходимо отметить, что при капитальных ремонтах скважин и, в частности, приобщении к разработке дополнительных объектов требуется глушение скважин, что, как правило, приводит к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) прискважинной зоны пласта (ПЗП), особенно в условиях аномально низких пластовых давлений. Названного негативного фактора можно избежать посредством применения блокирующих жидкостей для временной изоляции продуктивного горизонта, которые разработаны и рекомендуются к применению [Гасумов, Гасумов, 2025].

Анализ зарубежного опыта показал, что специалистами компании Schlumberger также проводились исследования по изучению влияния специальных перфорационных жидкостей на результаты вторичного вскрытия пластов на динамической депрессии, которая создается за счет включения в состав перфорационных систем имплозивных камер [Берманн и др., 2007]. Сравнительные испытания, проведенные в контрольных скважинах, подтверждают эффективность применения специальных жидкостей. Получено отрицательное значение скин-фактора (-1,38), в то время как по соседней скважине его значение оказалось равным 0,97, т.е. проницаемость прискважинной зоны пласта не достигла значений его удаленной области, несмотря на создание динамической депрессии при вторичном вскрытии. Судя по публикациям [Patermina, 2022; Ahmed et al., 2023], зарубежные специалисты рассматривают закачку ПАВ как важный способ повышения нефтеотдачи пластов благодаря его способности снижать межфазные силы в пористой среде.

Из работ, опубликованных российскими исследователями, вызывают интерес результаты, полученные при кумулятивной перфорации на моделях крепи скважины и продуктивного пласта [Василенко и др., 2015]. Испытания проводились в несколько этапов в сосудах высокого давления (СВД) на цилиндрических бетонных образцах (мишенях) диаметром 100 и длиной 1000 мм при давлениях 15 МПа. Помимо водопроводной воды, использовались следующие составы ПАВ: вода с 2,5 % и 5 % концентрацией ПО-3НСВМ25 (ПАВ1), и две смеси ПО-6А3ФМ25 с такими же концентрациями (ПАВ2).

К сожалению, в публикации не приводятся сведения о назначении упомянутых выше химических компонентов, их состав и технические характеристики. По данным интернет-источников состав ПО-6А3Ф представляет собой фторсинтетический пленкообразующий пенообразователь, а ПО-3НСВ является синтетическим углеводородным пенообразователем общего и целевого назначения и не содержит в своем составе фторированные поверхностно-активные вещества (<https://egida-ptv.ru>).

Средние глубины каналов, зафиксированные при отстреле кумулятивных зарядов в различных составах ПАВ, на 57–85 % больше, в сравнении с длинами, полученными на образцах, находящихся в воде (190 мм). Самый длинный канал (352 мм) получен при заполнении сосуда высокого давления составом ПАВ2 (ПО-6А3ФМ25) с концентрацией 2,5 % (рис. 3). Таким образом, можно заключить, что использование специальных жидкостей для вторичного вскрытия позволяет увеличивать длину перфорационных каналов, а также степень их очистки.

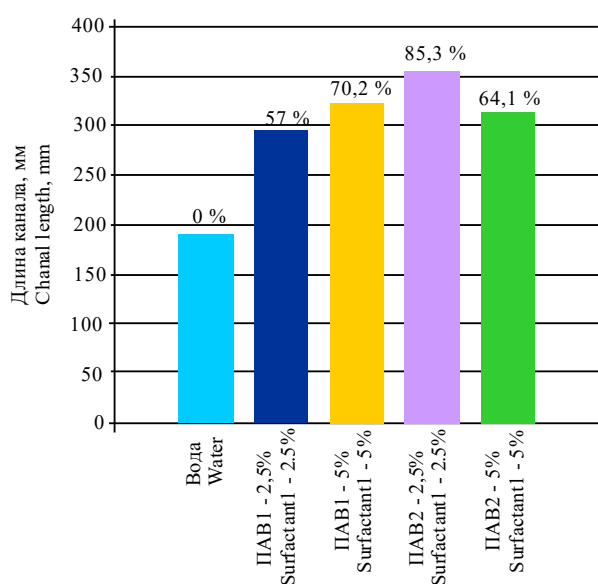


Рис. 3. Усредненные глубины пробития каналов в бетонных образцах при их нахождении в различных составах поверхностно-активного вещества /

Fig. 3. The average depth of penetration of channels in concrete samples when they are in various compositions of surfactant

Результаты исследований и их обсуждение

Для практической реализации рассмотренной технологии необходимым условием является разработка оптимальной конструкции грузонесущего геофизического кабеля. В современном воплощении комплексная технология заканчивания скважин с возможностью закачки перфорационных жидкостей (ПАВ) в интервал продуктивного пласта может осуществляться при помощи специализированного геофизического кабеля, содержащего дополнительные конструктивные элементы – капиллярную трубку и металлический модуль с оптическими волокнами. По внешнему виду они не отличаются от модификаций с токоведущими жилами, однако учитывая условия их длительной эксплуатации в агрессивной среде, в том числе при закачке по капилляру кислотных составов, такие кабели должны подвергаться армированию, то есть покрытию (пропитке) специальными полимерными материалами. Образцы кабеля с капиллярной трубкой с наружным диаметром 4,1 мм и толщиной стенки 2,0 мм были разработаны и размещены в скважинах для выполнения опытно-промышленных исследований (рис. 4).

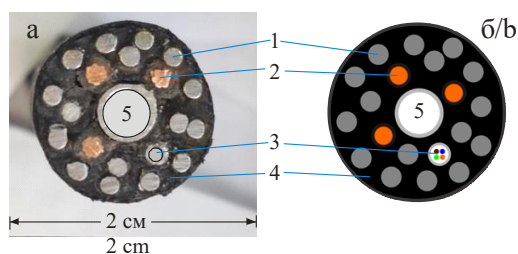


Рис. 4. Практическая реализация (а) и теоретическая конструктивная разработка (б) исполнения кабеля грузонесущего с капиллярной трубкой и оптоволоконной линией связи. Цифрами обозначены: 1 – проволоки брони; 2 – токопроводящие жилы; 3 – канал с оптическим волокном; 4 – полимерная изоляция; 5 – капиллярная трубка /

Fig. 4. Practical implementation (a) and theoretical design (b) of a load-carrying cable with a capillary tube and a fiber-optic communication line. The numbers indicate: 1 – armor wires; 2 – conductive cores; 3 – optical fiber channel; 4 – polymer insulation; 5 – capillary tube

Отметим, что планируемый объем прокачки технологических жидкостей (ПАВ, ингибиторы) в заданные интервалы ствола скважины предпочтительно обеспечивать за минимально возможное время, для расчета которого нами использовалось

приведенное ниже уравнение зависимости расхода от давления в капиллярной трубке и его радиуса [Робин и др., 2008].

$$Q = \frac{\pi r^4 P}{8 \mu l},$$

где, Q – расход, $\text{м}^3/\text{с}$; r – радиус капилляра, м ; P – давление прокачки, Па ; μ – вязкость флюида, $\text{Па}\cdot\text{с}$; l – длина капилляра, м .

В реальных скважинных условиях применялась перфорационная жидкость с аббревиатурой КСК-МПС, динамическая вязкость которой при температуре 20°C составляет $0,0061 \text{ Па}\cdot\text{с}$, плотность – $1,275 \text{ г}/\text{см}^3$. Фактические затраты времени на прокачку ПАВ $0,15 \text{ м}^3$ на глубину 1700 м при температуре воды 30°C в стволе скважины 210 составили порядка 14 часов. В следующей скважине №4068 при такой же скважинной и наружной температуре закачка $0,13 \text{ м}^3$ перфорационной жидкости на глубину 1620 м длилась всего 7 часов. Расход закачиваемых реагентов, необходимых для предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений в процессе извлечения нефти, по результатам лабораторных экспериментов, составляет в пределах от 0,1 до 2 % от массы, добываемой из скважины нефти [Хайбуллина, 2019]. Такие объемы позволяют обеспечить профилактические мероприятия по предупреждению АСПО посредством периодической прокачки специальных химических составов через капилляр на протяжении межремонтного периода работы скважины.

Вторая металлическая трубка в составе кабеля предназначена для механической защиты размещаемых в ней многомодовых и одномодовых оптических волокон, что соответственно позволяет их использовать в качестве распределенных температурных датчиков на основе эффекта Рамана и распределенных акустических датчиков на основе эффекта Рэлея [Ashry et al., 2022]. Наличие двух разновидностей названных датчиков предполагает выполнение опытных работ по отработке методики определения забойного давления [Ekechukwu, Sharma, 2021].

Оптоволоконный распределенный датчик температуры (ОРДТ) позволяет измерять температурное поле по всей длине ствола, как до перфорации, так и на всем протяжении межремонтного периода, включая измерение местоположения динамического уровня [Zhang et al., 2017]. Учитывая, что результаты практического применения оптоволоконных технологий уже освещались во многих публикациях, в том числе по скважинам нефтяных месторождений Пермского края [Ширяев, 2023; Kostitsyn et al., 2023; Болдырева, 2016], обратим внимание только на особенности практической реализации измерений методом ОРДТ в плане повышения их достоверности. И в частности отметим, что на основании экспериментальных исследований с большим количеством разнообразных конструкций образцов оптоволоконных геофизических кабелей разработан новый критерий определения пространственного разрешения датчиков, зависящий от конструктивных особенностей кабельных изделий, в составе которых они находятся [Халилов и др., 2024]. Данный подход, совместно с полученным эмпирическим путем уравнением, нами используется для определения коэффициента тепловой инерционности конструкции при проектировании геофизических кабелей с оптимальными параметрами их тепловой инерции и пространственного разрешения.

По разработанной технологии проведены опытно-промышленные работы на 3-х скважинах месторождений Пермского края (скважины №210, 4068, 3174). В таблице 1 с целью демонстрации сравнительных показателей ФЭС, гидродинамических

параметров и технологических особенностей эксплуатации, приводится информация по данным скважинам, а также для скважин-аналогов, пробуренных в сходных геолого-технологических условиях по стандартной технологии.

Из таблицы 1 видно, что для скважин, эксплуатируемых по рассмотренной технологии, установлены высокие проницаемости ПЗП и соответственно дебиты нефти. Например, для скважины 210 по данным гидродинамических исследований установлено значительное улучшение фильтрационных свойств ПЗП, проницаемость которой превысила значение названного параметра удаленной зоны и составила 0,396 мкм², против 0,267 мкм². В результате показатель скин-фактора, как видно из таблицы, составил – 2,05. Начальный ее дебит по нефти составлял 25,9 тонн в сутки при обводненности 28,7 %, которая со временем значительно снизилась и в среднем составила до 4,2 %. Средний дебит нефти за период ее эксплуатации составляет 28,9 тонн в сутки. При этом анализ в соседних скважинах данного эксплуатационного объекта показывает, что дебиты для них не превышают 16 тонн в сутки.

Таблица 1 / Table 1

Значения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов и информация о работе скважин / Values of filtration and capacitance properties of productive formations and information about the operation of wells

Наименование параметров / Name of the Unit parameters	Единицы изм. / Units of measurement	№№ скважин / №№ wells						
		210	4068	3174	349	1286	1123	3180
Способ заканчивания / Ending method	-	Перфорация на депрессии с закачкой ПАВ / Perforation on depression with injection of surfactants			Бурение бокового ствола (БС) / Drilling of the side barrel (SB)		Бурение БС + ГРП / Drilling of SB + hydrofracturing (HF)	ГРП / HF
Толщина пласта / Thickness of the formation	м / m	6,2	5,0	7,0	14,5	11,9	6,0	6,0
Пористость / Porosity	%	18,8	27,3	26,6	14,3	21,2	21,0	23,7
Проницаемость удаленной зоны пласта / Permeability of the remote area	мкм ² / mcm ²	0,267	0,381	0,183	0,387	0,211	0,235	0,530
Проницаемость прискважинной зоны пласта / Permeability of the downhole zone	мкм ² / mcm ²	0,396	0,628	0,224	0,351	0,136	0,519	0,885
Скин-фактор / The skin factor	-	-2,05	-3,29	-3,31	0,36	2,09	-2,38	-3,2
Время эксплуатации / Operating time	сутки / day	1125	420	280	1320	150	1010	340
Средний дебит по нефти / Average oil flow rate	т / t	28,9	9,28	26,0	13,2	24,5	9,7	11,4
Средний % воды / Average % of water	%	4,2	36,3	5,8	36,1	49,5	20,1	20,3

Об эффективности технологии свидетельствуют отрицательные значения скин-фактора, результаты периодических исследований подтверждают длительность эффекта очистки. Так в скважине 210 за три года непрерывной эксплуатации значение скин-фактора снизилось, но по-прежнему остается отрицательным (-0,95). Еще более существенное снижение наблюдается в скважине 4068, которое через год ее работы уменьшилось более чем в два раза и составило -1,28. В скважине 3174 по результатам гидродинамических исследований показатель скин-фактора составил -3.31. При повторном его определении после выполнения технологических операций по замене отказавшего глубинного насоса и продолжительной эксплуатации подтверждает сохранение фильтрационных свойств пласта даже после выполнения спуско-подъемных операций в скважинах.

Анализ результатов исследований в скважинах, в которых выполнялись сложные дорогостоящие мероприятия по бурению боковых стволов (№№349 и 1286) и гидравлические разрывы пластов (№№1123 и 3180) показывают, что значения скин-факторов, за исключением скважин с ГРП, являются положительными. Также их эффективность по дебитам нефти не превышает показателей по скважинам, освоение которых проводилось по рассмотренной технологии.

Выводы

Итоги реализации комплексной технологии позволяют сделать вывод о высокой эффективности ее применения. Применение перфорационных жидкостей, как показали опытные работы на моделях и в скважинах, позволяет значительно повысить качество вторичного вскрытия продуктивных объектов. Показано, что в результате их использования происходит увеличение проницаемости прискважинной зоны пласта. Скин-факторы, полученные в таких скважинах, имеют отрицательные значения. Это достигается за счет закачки в интервал вторичного вскрытия по капиллярной трубке кабеля перфорационных жидкостей, приготовленных на основе поверхностно-активных веществ, которые за счет снижения поверхностного натяжения на границе «скважина-пласт» в комплексе с перфорацией на депрессии позволяют дополнительно очистить прискважинную зону пласта и повысить дебит.

Научная новизна выполненных исследований заключается в обеспечении технологической возможности проведения мониторинга параметров разработки при помощи оптоволоконных распределенных датчиков термометрии и глубинных приборов. Разработанная технология позволяет в процессе эксплуатации скважин выполнять текущие гидродинамические исследования пластов, а наличие капиллярной трубки дает возможность производить дозированную подачу ингибиторов с целью профилактики образования асфальтосмолистых и парафиновых отложений на глубинно-насосном оборудовании.

Литература

1. Акрамов Т.Ф., Яркеева Р.М. Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти. // Нефтегазовое дело. – 2017. – № 4. – С. 67–72. DOI: 10.17122/ngdelo-2017-4-67-72.
2. Берманн Л., Уолтон И.С., Чанг Ф.Ф., Фаярд А., Чи Кин Хонг. Оптимальные жидкостные системы для перфорирования скважин. // Нефтегазовое обозрение. – 2007. – С. 16–30.
3. Болдырева Н.М. Промыслово-геофизические исследования и контроль динамики работы пласта в режиме реального времени с использованием оптоволоконного кабеля. // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 10. – С. 46–48.

4. Василенко Н.Р., Чертенков М.В., Шепель К.Ю., Ликотов А.Р. Стендовые испытания моделей крепи скважины и продуктивного пласта кумулятивной перфорацией. // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 12. – С. 21–26.
5. Гайворонский И.Н., Леоненко Г.Н., Замахаяев В.С. Коллекторы нефти и газа Западной Сибири. Их вскрытие и опробование. М.: ЗАО «Геоинформмарк», 2000. – 364 с.
6. Гайворонский И.Н., Меркулов А.А., Балдин А.В., Улунцев Ю.Г. Обеспечение эффективной гидродинамической связи скважины с пластом при вторичном вскрытии. // Каротажник. – 2006. – Вып. 10–11. – С. 153–169.
7. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Сохранение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов при их временной изоляции. // Геология и геофизика Юга России. – 2025. – Т. 15. № 2. – С. 180–195. DOI: 10.46698/VNC.2025.39.56.001.
8. Гасумов Э.Р., Гасумов Р.А. Оценка гидродинамического совершенства системы скважина-пласт формируемой на этапе вскрытия продуктивного пласта. // Геология и геофизика Юга России. – 2023. – Т. 13. № 4. – С. 108–123. DOI: 10.46698/VNC.2023.58.47.009.
9. Деркач С.Р., Берестова Г.И., Мотылева Т.А. Использование ПАВ для интенсификации нефтедобычи при первичном и вторичном вскрытии пластов. // Вестник Мурманского государственного технического университета. – 2010. – Т. 13. № 4-1. – С. 784–792.
10. Кязимов Э.А., Сулейманов А.Б. Разработка и исследование новой технологической жидкости для повышения эффективности вторичного вскрытия пласта. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 9. – С. 35–38.
11. Робин А.В., Семенцов А.А., Шумилов А.В. Освоение скважин геофизическим кабелем, оснащенным внутренним капилляром. // Каротажник. – 2008. – Вып. 11(176). – С. 97–106.
12. Рябоконь С.А., Пеньков А.И., Куксов А.К., Кошелев В.Н., Бадовская В.И. Комплекс технологий, обеспечивающий высокое качество заканчивания скважин. // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 2. – С. 16–22.
13. Сюзев А.В., Лекомцев А.В., Мартюшев Д.А. Комплексная методика подбора реагентов для удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений в механизированных нефтедобывающих скважинах. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг ресурсов. – 2018. – Т. 329. № 1. – С. 15–24.
14. Хайбуллина К.Ш. Обоснование комплексной технологии удаления и предупреждения органических отложений в скважинах на поздней стадии разработки нефтяного месторождения: дисс. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Хайбуллина Карина Шамильевна. – СПб.: СПбГУ, 2019. – 98 с.
15. Халилов Д.Г., Савич А.Д., Сальникова О.Л., Костицын В.И., Черных И.А., Черных В.И. Определение пространственной разрешающей способности оптоволоконных распределенных датчиков температуры, интегрированных в геофизические кабели. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2024. – № 4(388). – С. 45–54.
16. Ширяев Е.О. Опыт применения оптоволоконных систем термометрии для исследований скважин. // Каротажник. – 2023. – Вып. 6(326). – С. 76–86.
17. Шумилов А.В. Методика контроля качества цементирования по акустическому импедансу. // Геофизика. – 2019. – № 3. – С. 60–65.
18. Ahmed M.E., Sultan A., Al Hashim H. Optimization of surfactant-polymer flooding for enhanced oil recovery. // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2023. – Vol. 13. – pp. 2109–2123. DOI: 10.1007/s13202-023-01651-0.
19. Ashry I., Mao Y., Wang B., Hveding F. A review of distributed fiber-optic sensing in the oil and gas industry. // Journal of Lightwave Technology. – 2022. – Vol. 40. Issue 5. – pp. 1407–1431. DOI: 10.1109/JLT.2021.3135653.
20. Deng K.H., Zhou N.T., Lin Y.H., Wu Y.X., Chen J., Shu C., Xie P.F. Failure mechanism and influencing factors of cement sheath integrity under alternating pressure. // Petroleum Science. – 2023. – Vol. 20. Issue 4. – pp. 2413–2427. DOI: 10.1016/j.petsci.2023.03.004.
21. Ekechukwu G.K., Sharma J. Well-scale demonstration of distributed pressure sensing

using fiber-optic DAS and DTS. // *Scientific Reports*. – 2021. – Vol. 11. – Art. No. 12505. DOI: 10.1038/s41598-021-91916-7.

22. Kostitsyn V.I., Savich A.D., Shumilov A.V., Laptev A.P., Khalilov D.G. Innovative geophysical techniques for permanent type completion and long-term operating monitoring of oil-and-gas wells. // Eds. E. Isaeva, A. Rocha. In: *Science and Global Challenges of the 21st Century – Innovations and Technologies in Interdisciplinary Applications*. Perm Forum 2022. Lecture Notes in Networks and Systems. Vol. 622. Springer, Cham. – 2023. – pp. 293–301. DOI: 10.1007/978-3-031-28086-3_24.

23. Patermina Ch.A. Applications of surfactants and nanoparticles in enhanced oil recovery processes. In book: *Sedimentary Petrology*. / Ed. Ali Ismail Al-Juboury. – 2022. – 16 p. DOI: 10.5772/intechopen.97506.

24. Xu C., Liang H., Guo S. Characteristics of porosity and permeability of ultra-high temperature perforated damage zone in sandstone targets. // *Frontiers in Earth Science*. – 2022. – Vol. 10. – 10 p. DOI: 10.3389/feart.2022.783556.

25. Xu K. Research status of perforation parameter optimization of different well types at home and abroad. // *Scientific Journal of Technology*. – 2025. – Vol. 7. – pp. 100–104. DOI: 10.54691/q938bd76.

26. Zhang H., Fu W., Wang Ch., Zhang G., Wang Z. Real-time monitoring of oil-well dynamic liquid-level based on optical fiber sensing. // *AIP Conference. Proceedings*. – 2017. – Vol. 1839. Issue 1. DOI: 10.1063/1.4982441.

References

1. Akramov T.F., Yarkееva R.M. Control deposits of paraffin, asphalt-resin components of oil. *Petroleum Engineering*. 2017. No. 4. pp. 67–72. DOI: 10.17122/ngdelo-2017-4-67-72. (In Russ.)

2. Bermann L., Wolton I.S., Chang F.F., Fayard A., Chi Kin Hong. Optimal fluid systems for wells perforation. *Oil and Gas Review*. 2017. pp. 16–30. (In Russ.)

3. Boldyreva N.M. Field and Geophysical Commercial and geophysical research and real-time monitoring of formation dynamics using fiber optic cable. *Oil Industry*. 2016. No. 10. pp. 46–48. (In Russ.)

4. Vasilenko N.R., Chertenkov M.V., Shepel K.Yu., Likutov A.R. Bench testing of wellbore and productive formation models with cumulative perforation. *Oil. Gas. Innovations*. 2015. No. 12. pp. 21–26. (In Russ.)

5. Gayvoronsky I.N., Leonenko G.N., Zamakhaev V.S. Oil and gas collectors in Western Siberia. Their opening and testing. Moscow. Geoinformmark. 2000. 364 p. (In Russ.)

6. Gayvoronsky I.N., Merkulov A.A., Baldin A.V., Uluntsev Yu.G. Ensuring effective hydrodynamic communication between the wellbore and the formation during secondary opening. *Karotazhnik*. 2006. Issue 10–11. pp. 153–169. (In Russ.)

7. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Preservation of filtration and capacity properties of productive formations during their temporary isolation. *Geology and Geophysics of Russian South*. 2025. Vol. 15. No. 2. pp. 180–195. DOI: 10.46698/VNC.2025.39.56.001. (In Russ.)

8. Gasumov E.R., Gasumov R.A. Estimation of the hydrodynamic perfection of the “well-reservoir” system formed at the stage of opening a productive reservoir. *Geology and Geophysics of Russian South*. 2023. Vol. 13. No. 4. pp. 108–123. DOI: 10.46698/VNC.2023.58.47.009. (In Russ.)

9. Derkach S.R., Berestova G.I., Motyleva T.A. Use of surfactants to intensify oil production during primary and secondary formation opening. *Bulletin of Murmansk State Technical University*. 2010. Vol. 13. No. 4–1. pp. 784–792. (In Russ.)

10. Kyazimov E.A., Suleimanov A.B. Development and research of a new technological fluid to increase the efficiency of secondary formation opening. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*. 2013. No. 9. pp. 35–38. (In Russ.)

11. Robin A.V., Sementsov A.A., Shumilov A.V. Well development using a geophysical cable equipped with an internal capillary. *Karotazhnik*. 2008. Issue 11(176). pp. 97–106. (In Russ.)
12. Ryabokon S.A., Penkov A.I., Kuksov A.K., Koshelev V.N., Badovskaya V.I. A set of technologies ensuring high-quality well completion. *Oil Industry*. 2000. No. 2. pp. 16–22. (In Russ.)
13. Syuzev A.V., Lekomtsev A.V., Martyshev D.A. Complex method of selecting reagents to asphaltene-resin-paraffin deposits in mechanized oil producing wells. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2018. Vol. 329. No. 1. pp. 15–24. (In Russ.)
14. Khaibullina K.Sh. Justification of a comprehensive technology for removing and preventing organic deposits in wells at the late stage of oil field development. Candidate dissertation 25.00.17. Saint Petersburg. 2019. 98 p. (In Russ.)
15. Khalilov D.G., Savich A.D., Salnikova O.L., Kostitsyn V.I., Chernykh I.A., Chernykh V.I. Determination of spatial resolution of fibre-optic distributed temperature sensors integrated into geophysical cables. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2024. No. 4(388). pp. 45–54. (In Russ.)
16. Shiryayev E.O. An experience of applying fiber-optic temperature-measurement systems for well logging. *Karotazhnik*. 2023. Issue 6(326). pp. 87–92. (In Russ.)
17. Shumilov A.V. Methodology for quality control of cementing based on acoustic impedance. *Geophysics*. 2019. No. 3. pp. 60–65. (In Russ.)
18. Ahmed M.E., Sultan A., Al Hashim H. Optimization of surfactant-polymer flooding for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2023. Vol. 13. pp. 2109–2123. DOI: 10.1007/s13202-023-01651-0.
19. Ashry I., Mao Y., Wang B., Hveding F. A review of distributed fiber-optic sensing in the oil and gas industry. *Journal of Lightwave Technology*. 2022. Vol. 40. Issue 5. pp. 1407–1431. DOI: 10.1109/JLT.2021.3135653.
20. Deng K.H., Zhou N.T., Lin Y.H., Wu Y.X., Chen J., Shu C., Xie P.F. Failure mechanism and influencing factors of cement sheath integrity under alternating pressure. *Petroleum Science*. 2023. Vol. 20. Issue 4. pp. 2413–2427. DOI: 10.1016/j.petsci.2023.03.004.
21. Ekechukwu G.K., Sharma J. Well-scale demonstration of distributed pressure sensing using fiber-optic DAS and DTS. *Scientific Reports*. 2021. Vol. 11. Art. No. 12505. DOI: 10.1038/s41598-021-91916-7.
22. Kostitsyn V.I., Savich A.D., Shumilov A.V., Laptev A.P., Khalilov D.G. Innovative geophysical techniques for permanent type completion and long-term operating monitoring of oil-and-gas wells. Eds. E. Isaeva, A. Rocha. In: *Science and Global Challenges of the 21st Century – Innovations and Technologies in Interdisciplinary Applications*. Perm Forum 2022. Lecture Notes in Networks and Systems. Vol. 622. Springer. Cham. 2023. pp 293–301. DOI: 10.1007/978-3-031-28086-3_24.
23. Patermina Ch.A. Applications of surfactants and nanoparticles in enhanced oil recovery processes. In book: *Sedimentary Petrology*. Ed. Ali Ismail Al-Juboury. 2022. 16 p. DOI: 10.5772/intechopen.97506.
24. Xu C., Liang H., Guo S. Characteristics of porosity and permeability of ultra-high temperature perforated damage zone in sandstone targets. *Frontiers in Earth Science*. 2022. Vol. 10. 10 p. DOI: 10.3389/feart.2022.783556.
25. Xu K. Research status of perforation parameter optimization of different well types at home and abroad. *Scientific Journal of Technology*. 2025. Vol. 7. pp. 100–104. DOI: 10.54691/q938bd76.
26. Zhang H., Fu W., Wang Ch., Zhang G., Wang Z. Real-time monitoring of oil-well dynamic liquid-level based on optical fiber sensing. *AIP Conference. Proceedings*. 2017. Vol. 1839. Issue 1. DOI: 10.1063/1.4982441.