

# Способ вскрытия нефтяной скважины для повышения нефтеотдачи пластов

## Methods of Well Penetration to Enhance Oil Recovery

Ю.А. БАЛАКИРОВ, д.т.н., заместитель директора по науке и технике международной компании «Юг-Нефтегаз» Private Limited  
 Yu.A. BALAKIROV, OJSC «Yug-Neftegaz», Doctor of Engineering, Deputy Director for Science and Technology of the International Company Yug-Neftegaz Private Limited

Известно много различных методов и способов повышения нефтеотдачи пластов [1, 2].

Основной недостаток этих способов повышения производительности скважин и пластов, начиная с момента образования и становления залежи, – то, что проблемы должны рассматриваться комплексно, с привлечением петрофизики, термодинамики, гидродинамики, геохимии и других дисциплин, в различных термобарических условиях, с многократными изменениями основных базовых параметров пластовой системы, с апробированием в практических условиях или на испытательных полигонах.

Известен способ зарезки и бурения многоствольных скважин (патент России № 24105132295632), который может служить аналогом предлагаемого нами изобретения. Недостатком данного аналога является небольшая «точечная» площадь пластовой системы, не характеризующая площадь фильтрации в целом.

Наиболее близким к предлагаемому нами изобретению является патент России №2295632 МПК2E21B43/14, E2137/04, в котором предлагается с целью значительного охвата пласта воздействием и процессами фильтрации путем вторичного вскрытия поэтапно проводить кустовое бурение скважин, чтобы тотально пополнить количество добывающих скважин. Однако такой путь загромоздит и без того сложную систему промышленного хозяйства нефтедобывающего управления.

Поэтому предлагается более гибкий способ с умеренными финансовыми затратами, который позволит эффективно повысить нефтеотдачу нефтяного коллектора. Его сущность заключается в следующем:

1. В центре залежи на равном расстоянии от сводовой части и крыльевой части пластовой системы пробурить на одинаковую глубину две вертикальные скважины.
2. Площадь между двумя вертикальными

There are many different methods and ways of enhancing oil recovery [1, 2].

The main disadvantage of those methods of enhancing the productive capacity of wells and reservoirs starting from pool formation is that in order to solve problems that arise you need to resort to a comprehensive set of disciplines including petrophysics, thermodynamics, hydrodynamics, geochemistry, etc. in various thermobaric conditions with multiple changes in the basic parameters of the system of reservoirs and with evaluation being conducted in the field or at testing sites.

There is one known method of spudding and drilling of multilateral wells (Russian patent # 24105132295632) that can be equivalent to the invention we propose. The weakness of such equivalent is small 'pinpoint' area of the system of reservoirs that does not define the area of filtration on the whole.

Closest to the invention that we propose is the Russian patent # 2295632 МПК2E21B43/14, E2137/04, according to which in order to produce substantial stimulation and filtration by means of completion it is necessary to perform step-by-step drilling of a cluster of wells to add up to the number of producing wells. However, such method will encumber the already complex system of oil recovery management.

That is why we offer a more flexible method with moderate financial costs which will ensure enhanced oil recovery. The essence of such method is as follows:

1. To drill two vertical wells in the center of the pool that are of equal depth and are equally distant from the upper zone and flank of the formation system.
2. To divide the area between the two vertical wells into equal sections (checks or blocks).
3. To drill at the first block of the formation system two horizontal wells with a common hydraulic connection (connection line 3 at Fig. 1).

скважинами разбить на равные участки пласта (чеки или блоки).

3. Пробурить на первом блоке пластовой системы две горизонтальные скважины, которые должны иметь общую гидравлическую связь (соединительный трубопровод 3 на рисунке 1).
4. Горизонтальные скважины должны быть сочленены с вертикальными скважинами, чтобы имелась возможность регулировать количество откачиваемой через них пластовой жидкости.
5. Чтобы воздействовать на некотором удалении от вертикальных и горизонтальных скважин на те участки залежи, по которым подсчитаны запасы углеводородов, необходимо эти участки объединить боковыми стволами вертикальных и горизонтальных скважин (4 и 5, рисунок 1).
6. Конечная часть этой системы обвязки вертикальных и горизонтальных скважин завершается зумпфом.

Надо полагать, что предлагаемый способ без значительных затрат финансовых средств успешно справится с поставленной задачей по повышению нефтеотдачи пластов.

В процессе работы над материалом патента были использованы нормативно-технические материалы, стандарты, инструкции и руководства по оптимизации работы нефтяных, газовых и нагнетательных скважин с целью повышения нефте-, газоотдачи пластов в различных горнодобывающих условиях, а также зарубежная переводная литература.

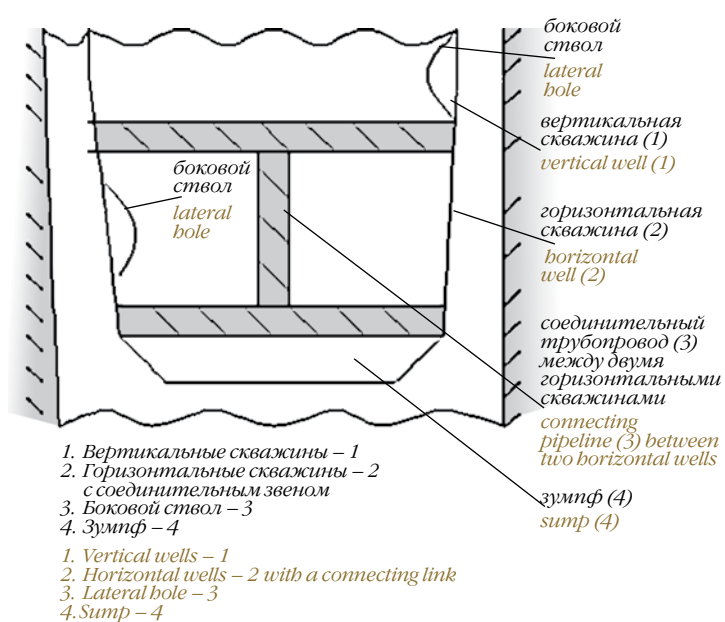
Рассмотрим близкий к реальным условиям пример, взятый из практики.

**Пример.** Имеем нефтяную скважину, пробуренную в 2009 году на одном из месторождений. Глубина – 3880 м, диаметр эксплуатационной колонны – 140 мм, интервал перфорации – 3875–3880 м, пластовое давление – 42 МПа, пласт терригенный, извлекаемые запасы утверждены в количестве 14 млн т нефти, первоначально дебит нефти – 130 т/сут при устьевом штуцере 9 мм.

После внедрения предлагаемой технологии вскрытия бурением суточный дебит нефти увеличился до 180–190 т/сут при штуцере 7 мм.

Отсюда нетрудно сделать вывод, что конечный коэффициент нефтеотдачи соответственно возросшему первоначальному дебиту, как показали расчеты, будет увеличен до 0,4–0,5 вместо утвержденного проектом разработки в пределах 0,2–0,3.

Теперь о самом важном: при «раскрытии» боковых стволов бурением с сохранением нужного азимутального угла желательно использовать гибкую трубу (колтюбинг), потому что только такое оборудование позволяет с ювелирной точностью выполнить эту сложную работу (благо имеется



**Рисунок 1 – Схематическое изображение вскрытия нефтяной скважины для повышения нефтеотдачи пласта**

**Figure 1 – Schematics of oil well penetration to enhance oil recovery**

4. The horizontal wells should be linked with the vertical wells to ensure the possibility to control the amount of formation fluid pumped through them.
5. In order to stimulate – at a certain distance from the vertical and horizontal wells – those sections of the pool with respect to which hydrocarbon reserves were calculated it is necessary to connect those sections using the lateral holes of the vertical and horizontal wells (4 and 5, Fig. 1).
6. The final part of that connection of vertical and horizontal wells ends in a sump.

This method is supposed to ensure successful enhancement of oil recovery without incurring considerable financial costs.

Development of the patent involved studying of regulatory and technical documents, standards, instructions and guidelines for the improvement of oil, gas and injection wells performance to enhance oil and gas recovery under various conditions as well as studying of foreign translated sources.

Let's consider a close-to-real case scenario.

**Example.** An oil well was drilled on a field in 2009. It has a depth of 3880 m, a diameter of the production string of 140 mm, a perforation interval from 3875 to 3880 m, a formation pressure of 42 MPa, and a terrigenous reservoir; the recoverable reserves are set at 14 million tons of oil, the initial oil flowrate is 130 t per day with a wellhead choke of 9 mm.

опыт его успешного применения на месторождениях России и Беларуси).

**ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА В ПРОЦЕССЕ ПОДГОТОВКИ ЗАЯВКИ НА ИЗОБРЕТЕНИЯ**

1. Овнатанов С. Т., Карапетов, К. А. Нефтеотдача при разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1970.
2. Справочная книга по добычи нефти / Под ред. Ш.К. Гиматудинова. М.: Недра, 1974.
3. Гетлин Г. Бурение и заканчивание скважин (пер.). М.: Гостопиздат, 1963.

**ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ**

Способ вскрытия нефтяной скважины для повышения нефтеотдачи пластов, включающий бурение двух вертикальных скважин, расположенных одна от другой на расстоянии, равном расстоянию эксплуатационных скважин, принятом проектом разработки двух горизонтальных скважин, а также боковых стволов в зоне дренирования горизонтальных скважин, отличающихся тем, что зоны дренирования вертикальных и горизонтальных скважин, а также боковых стволов в комплексе вертикальных, горизонтальных скважин, охваченных зоной действия интерферирующих скважин, будет достигнута максимальная нефтеотдача пластов, предварительно проверенная в элементе пластовой системы, заключенной в зоне комплексного гидродинамического действия вертикальных, горизонтальных скважин и боковых стволов нефтегазового месторождения, отличающегося тем, что предложенная блоковая система вскрытия нефтяных скважин и пластов позволяет с учетом наличия реальных параметров залежи определить важные параметры коллектора и пригодность внедрения методов и способов нефтеотдачи пластов в промышленных условиях.

(Авторы: И.Б. Буркинский, А.И. Кучерук, Ю.А. Балакиров)

**АЛГОРИТМ РЕАЛИЗАЦИИ ПРЕДЛАГАЕМОГО ИЗОБРЕТЕНИЯ**

1. По согласованию с заказчиками и авторами проекта разработки месторождения намечается интервал перфорации и проводится вторичное вскрытие пластовой системы со всеми атрибутами заканчивания скважины.
2. Проводится бурение блоковых вертикальных скважин с расстоянием между скважинами, равным расстоянию между добывающими скважинами по проекту разработки.
3. Проводится бурение двух горизонтальных скважин внутрь блока с учетом гидравлической связи с вертикальными скважинами.
4. Между горизонтальными скважинами для возможности оптимизации производительности

After the introduction of the suggested technology of penetration by drilling the daily flowrate increased up to 180-190 t per day with a wellhead choke of 7 mm.

It is easy to deduce and is corroborated by calculations that due to the increased initial flowrate the final oil recovery will be increased up to 0.4–0.5 instead of the projected 0.2–0.3.

Most importantly, when ‘opening’ the lateral holes by drilling while preserving the necessary azimuthal angle, it is recommended to use coil tubing because only this kind of equipment can ensure the highest accuracy of the such complex operations (thankfully, such equipment has been successfully employed in Russian and Belarusian fields).

**SOURCES USED DURING THE PREPARATION OF THE APPLICATION FOR THE INVENTION**

1. Овнатанов С. Т., Карапетов, К. А. Нефтеотдача при разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1970.
2. Справочная книга по добычи нефти / Под ред. Ш.К. Гиматудинова. М.: Недра, 1974.
3. Гетлин Г. Бурение и заканчивание скважин (пер.). М.: Гостопиздат, 1963.

**FORMULA OF THE INVENTION**

This is a method of oil well penetration aimed at enhancing oil recovery that includes drilling of two vertical holes separated from each other at a distance equal to the distance between the production wells established in the project for the development of two horizontal wells and lateral holes in the drainage area of vertical and horizontal wells that is different in that within the drainage areas of vertical and horizontal wells and lateral holes in the cluster of vertical, horizontal wells in the effective area of interfering wells the highest possible oil recovery will be achieved and will be preinspected in the section of the reservoir enclosed in the area of complex hydrodynamic impact of vertical, horizontal wells and lateral holes of the oil-and-gas field that is different in that the proposed blocking system of penetrating oil wells and formations enables – given the availability of the real parameters of the pool – to determine important parameters of the natural reservoir and the feasibility of commercial introduction of oil recovery methods.

(By I. B. Burkinskiy, A. I. Kucheruk, Yu. A. Balarikov)

**ALGORITHM FOR IMPLEMENTATION OF THE PROPOSED INVENTION**

1. In consultation with the customer and authors of the project for the field development to establish a perforation interval and to carry out well completion.
2. To drill blocking vertical holes separated from each other at a distance equal to the distance between the production wells according to the development project.

- желательно установить промежуточный соединительный трубопровод.
5. Для раскрытия боковых стволов, соединенных с вертикальными и горизонтальными скважинами, в обязательном порядке используется колтюбинговая установка, чтобы выдержать азимутальный угол и войти в пластовую систему в нужном направлении, предусмотренную в проекте разработки месторождения, тем более что гибкая труба (колтюбинг) подводит бурильный инструмент непосредственно к «горловине» скважины.
  6. Надо отметить, что блоковая система разработки месторождения позволяет проводить и апробировать известные методы и способы нефте- и газодобычи пластовой системы непосредственно в испытываемых полигонах с учетом реальных условий разрабатываемого месторождения.

3. To drill two horizontal wells inside the block given the hydraulic connection with the vertical wells.
4. To install an intermediate connecting pipeline between the horizontal wells to ensure the possibility for performance improvement.
5. In order to open the lateral holes connected with vertical and horizontal wells it is mandatory to use coil tubing to maintain the azimuthal angle and to penetrate the formation system in the right direction, prescribed in the field development project, especially since the coil tubing feeds the drilling tool directly to the wellhead.
6. It should be noted that the blocking system of field development allows to conduct and to evaluate the known methods of oil and gas recovery directly at testing sites with account of the real conditions of the field under development.

колонка члена редсовета

editorial board column

## Неуклонно повышать качество перфорации нефтяных и газовых скважин

Ю.А. БАЛАКИРОВ

Уважаемые коллеги, активные читатели журнала «Время колтюбинга»!

От качества проведенных работ по перфорации зависит дальнейшая жизнь и судьба нефтяных и газовых скважин. Думаю, что я Америку здесь не открыл.

Но часто эти «альма-матерные» истины выветриваются из нашей памяти. Поэтому я решил закрепить ваши знания о перфорации в виде «сухого остатка» – сравнительной характеристики потенциальных возможностей для пулевого и кумулятивного перфораторов в отдельности.

Итак, этот «сухой остаток» представлен в виде сравнительных таблиц 1 и 2.

Пулевая перфорация, которая наиболее часто применяется для вторичного вскрытия (таблица 1) и кумулятивная – для вторичного вскрытия пластов и скважин (таблица 2).

Сравнительный «конкурентный» анализ сделаете сами, уважаемые мои коллеги.

Часто пытаются применять перфораторы значительно меньшего диаметра, чем диаметр колонны, в которую они должны быть спущены. При этом пуля или кумулятивная струя должна затратить значительную энергию для прохождения слоя промывочной жидкости до встречи с поверхностью мишени. Этот эффект более вреден для кумулятивных перфораторов, чем для пулевых, и, безусловно, уменьшает глубину перфорационных отверстий.

Важнейшим фактором, влияющим на успешность перфорации, является тип жидкости, находящейся в скважине в момент перфорации. Значительное уменьшение притоков в скважину может быть обусловлено водоотдачей

## Steadily Increasing the Quality of Perforation of Oil and Gas Wells

Yu.A. BALAKIROV

Dear colleagues, active readers of the Coiled Tubing Times!

The future of oil and gas wells depends on the quality of the performed operations. And I am sure it is a well-known fact.

But very often these truisms slip our mind. That is why I decided to solidify your knowledge about perforation and to provide performance comparison of potential capabilities of a gun perforator and a shaped-charge perforator.

This comparison is presented in the form of two comparative tables 1 and 2.

Gun fire perforation is most often used for completion (Table 1) and shaped-charge perforation is used for casing perforation (Table 2).

I invite you, my dear colleagues, to make a comparative 'competitive' analysis yourselves.

There is a recurrent trend to use perforators of a considerably smaller diameter than the diameter of the string they are lowered into. In such case the bullet or the shaped-charge jet has to spend considerable energy to penetrate the layer of flushing fluid before meeting the target surface. This effect is more harmful to shaped-charge perforators than to gun perforators and, certainly, decreases the depths of perforation holes.

One of the most important factors affecting the success of perforation is the type of the fluid present in the well during perforation.



из некоторых промывочных жидкостей. При этом может произойти полная или частичная закупорка перфорационных отверстий. Другие жидкости могут оказать отрицательное действие на породу, загрязняя интервал продуктивного пласта, вскрытого перфорацией. В большинстве случаев наиболее желательными жидкостями являются нефть, промывочная жидкость на нефтяной основе и соленая вода – в том порядке, в котором они указаны.

Целесообразно также производить перфорацию при давлении в стволе скважины меньше пластового давления. Однако эта практика по необходимости ограничена скважинами с низким пластовым давлением или скважинами с перманентным типом заканчивания. Многочисленные опыты показали, что при этом пропускная способность самих перфорационных отверстий падает значительно меньше [1].

Considerable reduction of in-flow rate can result from water loss from some of the flushing fluids. Complete or partial plugging of perforation holes can occur. Other fluids may adversely affect the formation by clogging the interval of the perforated productive formation interval. In most cases the desirable fluids include oil, oil-based flushing fluid and salt water – in the order they are listed.

It is also reasonable to perform perforation with the well bore pressure below the formation pressure. However, such practice is necessarily limited by wells with low formation pressure or wells in permanent completion. Numerous tests showed that the conductivity of such perforated holes decreased to a considerably lesser degree [1].

Таблица 1 / Table 1

| <b>Пулевые перфораторы / Gun perforators</b>   |
|--|
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Равная или большая глубина проникновения в мягкие и средние породы.</li> <li>2. Максимальное растрескивание цементного камня и мягких пород.</li> <li>3. Возможность полного селективного воспламенения отдельных зарядов.</li> <li>4. Возможность регулирования глубины прострела в случае необходимости путем подбора типа пули.</li> <li>5. Возможность применения в случае необходимости мощных перфораторов большого диаметра.</li> <li>6. Дешевизна вследствие более низкой стоимости каждого заряда.</li> </ol> |
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Equal or greater depth of penetration into soft or medium formations.</li> <li>2. Maximum cracking of cement stone and soft formations.</li> <li>3. Possibility of full selective ignition of individual charges.</li> <li>4. Possibility to control the perforator bullet penetration if necessary by selecting the bullet type.</li> <li>5. Possibility to use, if necessary, powerful perforators of larger diameter.</li> <li>6. Cheaper due to lower cost of each charge.</li> </ol>                              |

Таблица 2 / Table 2

| <b>Кумулятивные перфораторы / Shaped-charge perforators</b>  |   |
|--|---|
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Большая глубина отверстий в твердых породах и при нескольких обсадных колоннах.</li> <li>2. Минимальное образование заусенцев в стенках обсадной колонны (улучшаются условия последующего спуска различных приборов в скважину).</li> <li>3. Минимальное нарушение цементного кольца.</li> <li>4. Возможность применения при перманентном заканчивании скважин.</li> <li>5. Более широкий диапазон изменения температуры.</li> </ol> |   |
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Great depth of bores in solid formations and in case of several casing strings.</li> <li>2. Minimal formation of fins in the walls of the casing strings (improves the conditions for consequent lowering of various tools into the bore).</li> <li>3. Minimal damage to the cement sheath.</li> <li>4. Possibility to use during permanent well completion.</li> <li>5. Wider range of temperature changes.</li> </ol>              |   |
| <b>Перфораторы со стальным корпусом / Perforators with steel casing</b>  | <b>Разрушающиеся перфораторы / Expendable perforators</b>   |
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Минимальное количество обломков в скважине после перфорации.</li> <li>2. Полуселективное воспламенение зарядов.</li> <li>3. Менее подвержены повреждениям при спуске в скважину.</li> </ol>  | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Максимальное количество обломков в скважине.</li> <li>2. Отсутствие свабирующего действия в скважине при подъеме кабеля.</li> <li>3. Возможность применения более мощных зарядов для перфорации в открытом стволе.</li> <li>4. Возможность перфорации под углом к оси скважины, от 90</li> </ol>      |
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Minimal amount of debris in the well after perforation.</li> <li>2. Semi-selective charge ignition.</li> <li>3. Less prone to damage during lowering into the bore.</li> </ol>   | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Maximum amount of debris in the well.</li> <li>2. No swabbing effect in the well when lifting the cable.</li> <li>3. Possibility to use more powerful charged for perforation in the open bore.</li> <li>4. Possibility to perforate at an angle to the well axis starting from 90 degrees</li> </ol> |

1. К. Гейтлин. Бурение и заканчивание скважин. М.: Гостоптехиздат, 1963.

## Полезные советы при воздействии кислотой на матрицу терригенного коллектора

Считаю необходимым и полезным дать вам, уважаемые коллеги, некоторые рекомендации по воздействию кислотой на матрицу сложного терригенного коллектора нефтяного месторождения. Хочу особо подчеркнуть, что эта тематика слабо освещена в литературе и поэтому представляет большой научно-практический интерес, хотя в [1] частично затрагивается эта важная проблема. На рисунке 1 показано «дерево», или алгоритм решений для проектирования воздействия на матрицу терригенного коллектора, осложненного алевритами и глинами.

Критерии выбора флюида для воздействия: минералогический состав, механизмы нарушения эксплуатационных свойств пласта и удаления этого нарушения, петрофизика и условия в скважине.

На рисунке 1 сделана попытка схематически изобразить реагирование сложного терригенного коллектора при воздействии комплексом стимулирующих кислот.

Указанная схема будет полезной при проектировании процессов кислотного воздействия с обязательным использованием при воздействии колтюбинговых установок, потому что, как я неоднократно обращал внимание специалистов, только гибкая труба позволяет, что называется, «прямо в рот» преподнести к «горловине» скважины и пластовой системы нужные для процесса стимулирования притока углеводородов кислоты и химические материалы.

Формула для пересчета °C в °F:  $t\text{ }^{\circ}\text{C} = 0,556 (t\text{ }^{\circ}\text{F} - 32)$ .

Однако такая дифференциальная оценка физико-химического воздействия в отдельности по толщинам пласта может быть предоставлена только в том случае, когда залежь представлена более или менее выдержанной по литологофоциальным условиям продуктивных горизонтов. В этом отношении из этого дифференциального анализа результатов стимулирования притока нефти и газа из скважин могут выпасть месторождения Предкарпатъя, в основном сложенных из коллекторов – менилитов. Однако и здесь для дифференциального анализа (в отдельности по толщинам пласта) могут использоваться залежи с большой толщиной рассеянных в коллекторах углеводородов.

Промывка перед проведением процесса стимулирования производится с помощью дизельного топлива в количестве, которое зависит только от глубины скважины и не зависит от толщины обрабатываемого пласта:

при 1000 м – 18 м<sup>3</sup>;

при 2000 м – 36 м<sup>3</sup>;

при 3000 м – 50 м<sup>3</sup>;

Хочу пожелать вам успехов и удачи при использовании моих рекомендаций, уважаемые читатели нашего журнала.

*Ваш Ю. Балакиров*

## Helpful Tips for Acid Stimulation of a Terrigenous Reservoir Matrix

I find it necessary and helpful, my dear colleagues, to give you a few tips for acid stimulation of the matrix of an oil terrigenous collector. I would like to emphasize that this topic is poorly covered in publications and is, therefore, of great scientific and practical interest, although there is one publication [1] that partly touches on this important topic. Figure 1 shows a solution tree or algorithm for designing stimulation of a terrigenous reservoir matrix having siltstone and shales.

The criteria for choosing the stimulation fluid include: the mineral composition, formation damage and damage control, petrophysics and well conditions.

The schematics will prove useful when designing acid stimulation with compulsory use of coil tubing equipment because, as I brought it to the attention of specialists on numerous occasions, only coil tubing is able to bring all acids and chemicals required for stimulation directly to the “filler opening” of the well or formation.

°C-to-°F conversion formula:  
 $t\text{ }^{\circ}\text{C} = 0.556 (t\text{ }^{\circ}\text{F} - 32)$ .

However such differential estimate of physical and chemical stimulation – separately by formation thickness – can only be given in case of a more or less mature field in terms of lithology and fossilization of producing horizons. In this regard the differential analysis of the oil and gas well stimulation results may not include Predkarpatye fields that are mainly composed of menilite reservoirs. Nevertheless, even in this case differential analysis (separately by formation thickness) can include fields with thick hydrocarbon layers dispersed in reservoirs.

Flushing prior to stimulation is performed using diesel fuel in the amount depending on the well depth and not on the thickness of the formation:

at 1000 m – 18 m<sup>3</sup>;

at 2000 m – 36 m<sup>3</sup>;

at 3000 m – 50 m<sup>3</sup>;

I hope, dear readers of our magazine, you will successfully use my recommendations.

*Sincerely yours,  
Yu. Balakirov*

### ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Балакиров Ю. А., Бугай Ю. Н. Инновационные технологии в нефтегазодобыче». Киев: Гарант - Сервис, 2000.