

# КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЛИМОННОЙ КИСЛОТЫ

## TREATING SEMI-CONSOLIDATED RESERVOIRS WITH CITRIC ACID

Е.В. ПАНИКАРОВСКИЙ, А.А. СИНГУРОВ, Д.А. КУСТЫШЕВ, ООО «ТюменНИИгипрогаз», ООО «Газпром подземремонт Уренгой»  
Y.V. PANIKAROVSKY, A.A. SINGUROV, D.A. KUSTYSHEV, LLC TyumenNIIGiprogaz, LLC Gazprom Podzemremont Urengoy

**Н**а месторождениях Западной Сибири на завершающей стадии разработки снижаются фильтрационно-емкостные характеристики (ФЕС) продуктивных пластов, ухудшаются продуктивные характеристики скважин. Для восстановления ФЕС пласта применяются физические, химические и физико-химические методы обработки призабойной зоны пласта (ПЗП).

На месторождениях Западной Сибири, в частности, на нефтегазоконденсатных месторождениях севера Тюменской области, наибольшее распространение получили следующие методы: кислотные обработки, установки кислотных и щелочных ванн и проведение гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Одним из эффективных методов увеличения нефтегазоотдачи продуктивных пластов является ГРП. Но из-за аномально низких пластовых давлений, высокой обводненности продуктивных пластов и близкого залегания краевых и подошвенных вод на скважинах Ноябрьской группы месторождений данный метод не нашел широкого применения [1].

Наиболее щадящим призабойную зону пласта способом является кислотная обработка, связанная с закачиванием в перфорационные отверстия ствола скважины соляной кислоты (HCl) или смеси соляной и плавиковой кислот, так называемой глинокислоты (HCl + HF). При кислотной обработке происходит растворение субстанций, загрязняющих ПЗП, из-за которых происходит снижение ФЕС [2].

Концентрация кислоты в растворе обычно принимается равной 10÷15%, что связано с опасностью коррозионного разрушения труб и оборудования. Длительность проведения

**T**he final stage of development of Western Siberia fields has seen degradation of porosity and permeability properties (PPP) of producing formations along with overall well productivity. Various physical, chemical and physical-chemical methods of bottom-hole area (BHA) treatment are applied in order to restore the formation's PPP.

The most popular methods used at Western Siberia fields, and namely at oil and gas condensate fields of Tyumen Region, include acid treatment, acid and alkaline soaking, and hydraulic fracturing (HF).

HF is one of the most efficient methods of boosting oil and gas production of producing formations. However, due to abnormally low formation pressure, high water content in producing formations and close bottom water occurrence in the wells of Noyabrsk cluster of fields this method has not been widely applied [1].

Acid treatment is the most harmless method for the bottom-hole area. It involves injection of hydrogen chloride (HCl) or a mixture of hydrogen chloride and hydrogen fluoride, the so-called mud acid (HCl+HF), into the perforations in the well bore. Acid treatment dissolves substances that invade the BHA and cause PPP degradation [2].

Acid concentration in the solution is usually set at 10÷15 % to reduce the risk of corrosion in pipes and equipment. The duration of BHA acid treatment depends on multiple factors, including:

- bottom-hole temperature;
- origin of rocks the producing formation is made of;
- chemical and mineralogical composition of reservoir rocks;
- chemical composition and concentration of filtrates in the solutions the BHA was treated with.

кислотной обработки ПЗП зависит от многих факторов, таких как:

- температура на забое скважины;
- генезис пород продуктивного пласта;
- химический и минералогический состав породы-коллектора;
- химический состав и концентрация фильтратов растворов, воздействовавших на ПЗП.

Интенсификация притока с использованием глинокислоты проводится следующим образом: скважину заполняют кислотным раствором, продавливают раствор в ПЗП при герметизации устья скважин закрытием задвижки. После продавливания раствора скважину оставляют под давлением для реагирования кислоты с породами, слагающими продуктивный пласт. Длительность технологической выстойки кислотного раствора в условиях сеноманской залежи должна составлять не менее 2÷3 ч.

Основным недостатком использования глинокислоты является ее воздействие не только на загрязняющие вещества в ПЗП, но и на цемент породы-коллектора с последующим его разрушением при вызове притока и работе скважины. Аналогичное действие наблюдается и при воздействии соляной кислоты на слабосцементированный коллектор сеноманских отложений.

Именно такие осложнения наблюдаются после солянокислотной или глинокислотной интенсификации притока в скважинах, вскрывших сеноманские отложения, особенно где порода-коллектор представлена слабосцементированным, рыхлым песчаником.

Для устранения осложнений после кислотных обработок ПЗП, вызывающих разрушение слабосцементированных пород-коллекторов, вследствие чего в скважинах начинают образовываться каверны, накапливаться песчано-глинистые пробки на забое, происходит абразивный износ внутрискважинного оборудования, был предложен интенсифицирующий состав на основе лимонной кислоты.

Для подбора рецептов кислотных растворов проводились лабораторные исследования по изучению растворимости песчаного керна в 12,5%-й лимонной кислоте (с последующим увеличением концентрации до 20,0%). Эксперименты показали, что после обработки образцов керна лимонной кислотой коэффициент восстановления проницаемости в некоторых случаях составил около 100% (таблица 1).

Несмотря на небольшое количество экспериментов, можно уже сейчас констатировать, что эффект, полученный

Production stimulation using mud acid is performed as follows: the well is filled with an acid solution; the solution is then squeezed into the BHA with the well head tightly sealed by closing the valve. Once the solution is squeezed into the BHA, the well is left under pressure to allow the acid to react with the rocks that constitute the producing formation. In case of a Cenomanian deposit, the duration of exposure to the acid solution must be at least 2÷3 h.

The main drawback of mud acid treatment is that it affects not only the invading substances in the BHA but also the cement of the reservoir rocks causing its destruction during production stimulation and well operation. A similar effect is observed when hydrogen chloride is used to treat a semi-consolidated reservoir of Cenomanian deposits.

These complications can be generally observed after hydrochloric or mud acid stimulation of production in wells drilled in Cenomanian deposits, particularly when the reservoir rock consists of semi-consolidated soft sandstones.

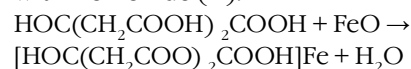
To mitigate post BHA acid treatment complications that result in destruction of semi-consolidated reservoir rocks causing well cavitation, accumulation of sandshale bottom plugs, and abrasive wear of down-hole equipment, we suggest using a citric acid based stimulating solution.

Laboratory tests were conducted to select optimal acid solution recipes. The main objective was to study the solubility of a sandstone core in a 12.5% citric acid (the concentration was then increased to 20.0%). Experiments revealed that in some cases citric acid treatment of core samples caused permeability restoration factor to reach 100% (Table 1).

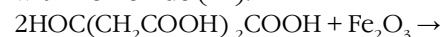
Even a relatively small number of experiments was enough to conclude that the effect achieved by treating production facilities at LLC Gazprom Dobycha Noyabrsk fields is caused by ferruginous sediments invading the reservoir rocks. Citric acid treatment of these sediments leads to formation of solid chelates (citrate of II- and III-valent iron) that exhibit good water solubility and can be easily extracted from the formation. Ferruginous sediments can be both – oxides ( $\text{Fe}_3\text{O}_4 \rightarrow \text{FeO} \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$ ) and hydroxides [ $\text{Fe}(\text{OH})_2$ ,  $\text{Fe}(\text{OH})_3$ ] of II- and III-valent iron.

As far as chemical reactions are concerned, citric acid reacts as follows:

– with iron oxide (II):



– with iron oxide (III):



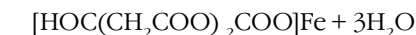
при обработке эксплуатационных объектов месторождений ООО «Газпром добыча Ноябрьск», объясняется тем, что загрязняющим элементом пород-коллекторов являются железонесущие осадки. При обработке этих осадков лимонной кислотой образуются прочные хелатные комплексы (цитраты II- и III-валентного железа), которые хорошо растворяются в воде и легко удаляются из пласта. Железонесущие осадки могут быть представлены как оксидами ( $Fe_3O_4 \rightarrow FeO \cdot Fe_2O_3$ ), так и гидроксидами  $[Fe(OH)_2, Fe(OH)_3]$  II- и III-валентного железа.

Взаимодействие лимонной кислоты проходит по следующей реакции:

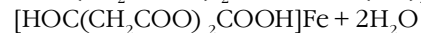
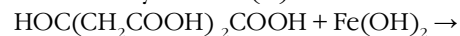
- с оксидами железа(II):  
 $HOC(CH_2COOH)_2COOH + FeO \rightarrow [HOC(CH_2COO)_2COOH]Fe + H_2O;$
- с оксидами железа (III):  
 $2HOC(CH_2COOH)_2COOH + Fe_2O_3 \rightarrow [HOC(CH_2COO)_2COO]Fe + 3H_2O;$
- с гидроксидом железа (II):  
 $HOC(CH_2COOH)_2COOH + Fe(OH)_2 \rightarrow [HOC(CH_2COO)_2COOH]Fe + 2H_2O;$
- с гидроксидом железа (III):  
 $2HOC(CH_2COOH)_2COOH + Fe(OH)_3 \rightarrow [HOC(CH_2COO)_2COO]Fe + 3H_2O.$

Кроме того, лимонная кислота способствует связыванию ионов кальция и магния в буровом растворе.

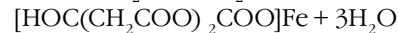
Технологический процесс закачивания лимонной кислоты в ПЗП проводится в



- with iron hydroxide (II):



- with iron hydroxide (III):



In addition, citric acid facilitates chemical bonding of calcium and magnesium ions within the drilling fluid.

Citric acid is injected into the BHA in case of poor reservoir conditions using a coiled tubing unit (see figure 1).

With the coiled tubing (CT) run in the hole 2–5 m below the perforation interval, the well is flushed with service water [3, 4].

The volume of acid to be piped in is determined based on the process fluid filtrate invasion depth and ranges from 0.4 to 1.0 m<sup>3</sup> per 1 m of effective perforated thickness (Table 2).

Acid solution is squeezed into the formation using a cement or acid pumper [5]. The workflow includes the following elements [6]:

- X-mass tree inspection, wellhead tie-in and hydrotesting of the delivery line;
- checking well circulation by making it operate within the annular space between the production string and the CT;
- injecting the estimated amount of the solution (with the annulus open) and using displacing fluid to bring it to the perforation interval; the

**Таблица 1 – Результаты проведенных экспериментальных исследований**  
**Table 1 – Results of experimental studies**

№ n/n No.	Состав раствора Solution composition	Состав для кислотной обработки Acid treatment solution	Начальная проницаемость $K_{\phi}$ , мкм <sup>2</sup> Initial permeability $K_{\phi}$ $\mu m^2$	$K_1$ после закачивания воды и 10-минутной сушки, мкм <sup>2</sup> $K_1$ after water injection and 10-minute drying, $\mu m^2$	$K_2$ после закачивания жидкости глушения и 10-минутной сушки, мкм <sup>2</sup> $K_2$ after killing fluid injection and 10-minute drying, $\mu m^2$	$K_3$ после обработки кислотой и сушки, мкм <sup>2</sup> $K_3$ after acid treatment and drying, $\mu m^2$	Степень загрязнения керна, % Core invasion degree, %	Коэффициент восстановления проницаемости, % Permeability restoration factor, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1		Лимонная кислота Citric acid	2,33	1,3	–	2,19	–	94
2	$Fe(OH)_3$	Лимонная кислота Citric acid	2,23	1,82	1,63	2,2	27	98,7
3	$Fe(OH)_3$	Лимонная кислота Фосфол С12 Citric acid Fosfol C12	2,46	2,08	1,79	2,09	27,2	85,0
4	$Fe(OH)_3$	Лимонная кислота ОП-10 Citric acid OP-10	2,36	2,14	1,64	1,99	30,5	84,3

Продолжение таблицы 1  
Table 1 continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	<i>Биохан КССБ CaCl<sub>2</sub> з/к ОП-10 Вода Биохан SWL CaCl<sub>2</sub> ОП-10 Water</i>	<i>Лимонная кислота Фосфол C12 Citric acid Fosfol C12</i>	2,85	2,75	0,26	1,75	89,0	61,4
6	<i>Биохан КССБ CaCl<sub>2</sub> з/к ОП-10 Вода Биохан SWL CaCl<sub>2</sub> ОП-10 Water</i>	<i>Лимонная кислота Фосфол C12 Citric acid Fosfol C12</i>	2,5	2,11	0,09	1,56	96,4	62,4
7	<i>Биохан КССБ CaCl<sub>2</sub> з/к ОП-10 Вода Биохан SWL CaCl<sub>2</sub> ОП-10 Water</i>	<i>Лимонная кислота Фосфол C12 Citric acid Fosfol C12</i>	2,53	1,76	0,09	1,02	96,4	40,3
8	<i>Биохан КССБ CaCl<sub>2</sub> з/к ОП-10 Вода Биохан SWL CaCl<sub>2</sub> ОП-10 Water</i>	<i>Лимонная кислота ОП-10 Citric acid ОП-10</i>	2,77	2,92	1,09	2,85		102,9
9	<i>Биохан КССБ CaCl<sub>2</sub> з/к ОП-10 Вода Биохан SWL CaCl<sub>2</sub> ОП-10 Water</i>	<i>Лимонная кислота ОП-10 Citric acid ОП-10</i>	2,34	1,95	0,1	1,85	95,7	79,1
10	<i>Биохан КССБ CaCl<sub>2</sub> з/к ОП-10 Вода Биохан SWL CaCl<sub>2</sub> ОП-10 Water</i>	<i>Лимонная кислота ОП-10 Citric acid ОП-10</i>	1,6	1,19	0,07	1,2	95,6	75,0
11	<i>КССБ ДЭГ Сульфацилл Вода SWL DEG Sulfacell Water</i>	<i>Лимонная кислота ОП-10 Citric acid ОП-10</i>	1,9	1,57	0,3	1,92	84,2	101
12	<i>КССБ ДЭГ Сульфацилл Вода SWL DEG Sulfacell Water</i>	<i>Лимонная кислота Фосфол C12 Citric acid Phosphole C12</i>	2,12	2,02	0,71	2,01	66,5	94,81

связи с низкими пластовыми условиями с использованием колтюбинговой установки (рисунок 1).

При спущенной гибкой трубе (ГТ) на 2–5 м ниже интервала перфорации промывают скважину технической водой [3, 4].

Объем закачивания кислоты определяется из расчета глубины проникновения фильтратов технологических жидкостей и составляет от 0,4 до 1,0 м<sup>3</sup> на 1 м эффективной перфорированной толщины (таблица 2).

Задавливание кислотного раствора в пласт проводится с помощью цементировочного или кислотного агрегата [5]. Схема проведения работ состоит в следующем [6]:

- провести осмотр фонтанной арматуры, обвязать устье скважины и опрессовать нагнетательную линию;
- проверить наличие циркуляции в скважине путем перевода ее на работу по кольцевому пространству между лифтовой колонной и ГТ;
- при открытом затрубном пространстве в ГТ закачать расчетное количество раствора и довести до интервала перфорации продавочной жидкостью; скорость закачивания должна быть минимальной, не более 2 л/с;
- закрыть затрубную задвижку и продавить раствор в пласт.

Объем продавочной жидкости определяется по формулам:

$$V = V_{ГТ} + V_{обв}, \quad (1)$$

где  $V$  – объем продавочной жидкости, м<sup>3</sup>;  $V_{ГТ}$  – объем колонны ГТ, м<sup>3</sup>;

$V_{обв}$  – объем обвязки на устье, м<sup>3</sup>.

$$V_{ГТ} = 0,785 \cdot d_{вн}^2 \cdot l, \quad (2)$$

где  $l$  – длина ГТ, м;  $d_{вн}$  – внутренний диаметр ГТ, м.

Скорость продавливания раствора в пласт должна быть максимально возможной, давление закачивания не должно превышать давление гидроразрыва пласта, объем кислотного раствора для обработки ПЗП следует определять радиусом планируемого воздействия.

После завершения работ по кислотной обработке извлечение ГТ из скважины проводится со скоростью не выше 0,3 м/с, при этом необходимо постоянно следить за показателями индикатора веса, не допуская затяжек инструмента.

После подъема ГТ закрывается буферная задвижка и проводится демонтаж оборудования

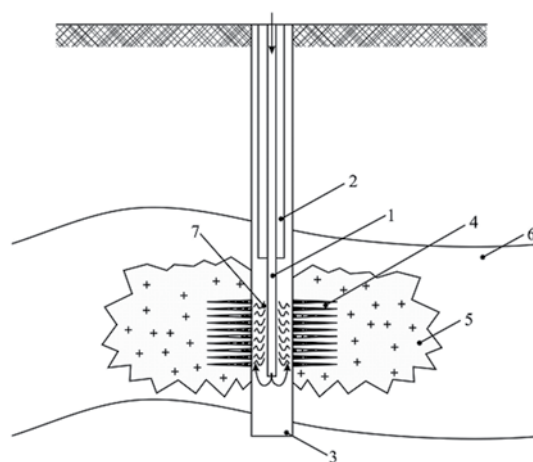
injection rate must be minimal and is not to exceed 2 h/p;

- closing the annulus and squeezing the solution into the formation.

The required amount of displacing fluid is determined using the following formulas:

$$V = V_{CT} + V_{WPI}, \quad (1)$$

where  $V$  – displacing fluid volume, м<sup>3</sup>;  $V_{CT}$  – CT volume, м<sup>3</sup>;  $V_{WPI}$  – wellhead tie-in volume, м<sup>3</sup>.



1 – ГТ; 2 – лифтовая колонна; 3 – забой; 4 – интервал перфорации; 5 – кислотный раствор; 6 – продуктивный пласт; 7 – продавочная жидкость

1 – CT; 2 – production string; 3 – bottom-hole; 4 – perforation interval; 5 – acid solution; 6 – producing formation; 7 – displacing fluid

**Рисунок 1 – Технологическая схема кислотной обработки сеноманского слабосцементированного продуктивного пласта**

**Figure 1 – Piping and instrumentation diagram for acid treatment of a semi-consolidated Cenomanian producing formation**

$$V_{CT} = 0,785 \cdot d_{int}^2 \cdot l, \quad (2)$$

where  $l$  – CT length, м;  $d_{int}$  – CT internal diameter, м.

The rate with which the solution is squeezed into the formation must be as high as possible, the injection pressure cannot exceed the hydraulic fracturing pressure and the volume of acid solution for BHA treatment must be determined by the planned treatment radius.

Once acid treatment is complete, the CT must be pulled out from the well at the rate of under 0,3 м/с; one must also constantly monitor the weight indicator readings to prevent tight pulling.

колтюбинговой установки в транспортное положение. На буферной задвижке монтируется буферный фланец, вспомогательное оборудование демонтируется.

При работе в условиях низких температур окружающего воздуха выполняются мероприятия ►

With the CT pulled out, the crown valve must be closed and the coiled tubing unit disassembled for easy transportation. A tree cap is then mounted on the crown valve, and all auxiliary equipment is removed.

When CT operates at low ambient temperature measures are taken to prevent its freezing: the CT is ►

**Таблица 2 – Зависимость объемного расхода реагента на единицу толщины пласта от радиуса обработки ПЗП при различной пористости горной породы**  
**Table 2 – Dependence of reagent volume flow rate per formation thickness unit on the BHA treatment radius and varying rock porosity**

Радиус обработки, м Treatment radius, m	Объем реагента (м <sup>3</sup> ) при различной пористости (%) пород Reagent volume (m <sup>3</sup> ) depending on rock porosity (%)							
	13,0%	15,0%	17,0%	19,0%	21,0%	23,0%	25,0%	27,0%
0,5	0,10	0,11	0,13	0,15	0,16	0,18	0,19	0,21
0,6	0,14	0,17	0,19	0,21	0,23	0,26	0,28	0,30
0,7	0,20	0,23	0,26	0,29	0,32	0,35	0,38	0,41
0,8	0,26	0,29	0,34	0,38	0,42	0,46	0,50	0,54
0,9	0,33	0,38	0,43	0,48	0,53	0,58	0,64	0,68
1,0	0,41	0,47	0,53	0,59	0,66	0,72	0,78	0,84
1,1	0,49	0,56	0,64	0,72	0,72	0,87	0,91	1,02
1,2	0,59	0,68	0,77	0,86	0,95	1,04	1,08	1,13
1,3	0,69	0,79	0,90	1,00	1,11	1,22	1,32	1,43
1,4	0,80	0,92	1,04	1,17	1,29	1,41	1,53	1,66
1,5	0,92	1,06	1,20	1,34	1,48	1,62	1,76	1,90
1,6	1,00	1,20	1,36	1,52	1,68	1,84	2,01	2,17
1,7	1,18	1,36	1,54	1,72	1,90	2,08	2,26	2,45
1,8	1,32	1,52	1,73	1,93	2,13	2,33	2,54	2,74
1,9	1,47	1,70	1,92	2,15	2,38	2,60	2,83	3,06
2,0	1,63	1,89	2,13	2,38	2,63	2,89	3,14	3,39
2,1	1,80	2,07	2,35	2,68	2,90	3,18	3,46	3,73
2,2	1,97	2,27	2,58	2,88	3,19	3,49	3,80	4,10
2,3	2,16	2,49	2,82	3,15	3,49	3,82	4,14	4,48
2,4	2,35	2,71	3,08	3,43	3,80	4,16	4,52	4,88
2,5	2,54	2,94	3,33	3,73	4,12	4,51	4,90	5,30
2,6	2,75	3,18	3,61	4,03	4,46	4,88	5,33	5,52
2,7	2,97	3,43	3,89	4,36	4,80	5,26	5,72	6,18
2,8	3,20	3,69	4,18	4,68	5,17	5,66	6,15	6,64
2,9	3,43	3,95	4,49	5,02	5,54	6,07	6,60	7,13
3,0	3,67	4,23	4,80	5,37	5,93	6,50	7,06	7,63
3,1	3,92	4,52	5,13	5,73	6,34	6,94	7,54	8,15
3,2	4,17	4,82	5,47	6,11	6,75	7,39	8,04	8,68

по предупреждению замораживания ГТ, для чего ГТ продувается компрессором, и слив жидкости из ГТ производится в емкость.

Проводят осмотр, промывку и смазку блока превенторов, герметизатора и механизма подачи, закрывается задвижка всасывающего коллектора.

После демонтажа колтюбинговой установки и вспомогательного оборудования проводятся повторные газодинамические исследования скважины для оценки результативности работ и установления технологического режима работы скважины, рекультивация территории, и результаты работ оформляются актом. ©

purged with an air blower and any liquid coming out of the CT is drained into a special tank.

Furthermore, the blowout preventer stack, the sealer and the feeder are inspected, flushed and lubricated, and the suction manifold valve is closed.

Once the coiled tubing unit and all auxiliary equipment is removed, gas-dynamic well testing is repeated to assess the achieved results, determine the well's operating mode and carry out reclamation activities. The results of the project are documented in a completion certificate. ©

#### ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Кустышев А. В., Кононов А. В., Чижова Т. И [и др]. Техническое состояние и капитальный ремонт газовых скважин месторождений ООО «Ноябрьскгаздобыча» // Обз. информ.. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 53 с.
2. Пат. 2451175 РФ. Е 21 В 43/27, Е 21 В 43/22. Способ обработки призабойной зоны низкопроницаемого терригенного пласта / С. А. Скрылев, Е. В. Паникаровский, Д. А. Кустышев и др. (РФ).- № 2010151580, заяв. 15.12.10; опубл. 14.07.12, бюл. № 20.
3. Есипенко А. И., Петров Н. А. Влияние добавок неолона АФ9-12 на степень растворения забойных отложений и керна продуктивных горизонтов композициями кислотных растворов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – № 2. – С. 20–24.
4. Есипенко А. И., Калашнев В. В., Петров Н. А. [и др]. Промысловые испытания комплексной технологии кислотных воздействий на месторождениях АО «Ноябрьскнефтегаз». – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996. – № 5. – С. 12–15.
5. РД 00158758-199-98. Технологический регламент на технологию капитального ремонта скважин на Ямбургском ГКМ. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 1999. – 59 с.
6. Р Газпром 2-3.3-515-2010 Технологии интенсификации притока углеводородов газовых и газоконденсатных скважин в условиях аномально низкого пластового давления с помощью колтюбинговых установок на месторождениях Западной Сибири. – М.: ООО «Газпром экспо», 2011. – 41 с.

## Дорогие друзья!

Команда «Времени колтюбинга» – это профессионалы, которые помогут:

- Подготовить рекламную информацию о вашей компании.
- Сверстать рекламный модуль или буклет.
- Написать продающий текст о вашей продукции или услугах.
- Составить вопросы для имиджевого интервью с руководителем вашей компании и отредактировать вопросы на них.
- Осуществить квалифицированный перевод на английский язык ваших рекламных и технических текстов.
- Осуществить корректуру и стиль-редактуру ваших текстов.
- Провести полную предпечатную подготовку ваших листовок, буклетов, журналов и т.п.
- Оказать консультативные услуги по разработке концепции вашего корпоративного журнала.

О наших возможностях вы можете судить по качеству номера журнала, который держите в руках!

E-mail: [cttimes@cttimes.org](mailto:cttimes@cttimes.org)