

УДК 622.276

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ В СЛОЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Токарев Г.М.

ООО НПФ «Геотехнология», г. Уфа

Токарева Н.М., Токарев М.А.

ФГБОУ ВПО Уфимский государственный нефтяной технический университет

e-mail: tokareva_n_m@mail.ru

Аннотация. В статье показаны преимущества гидромеханической щелевой перфорации (ГМЩП) относительно других способов вскрытия пласта. Описана технология проведения работ по щелевой перфорации. Произведена оценка эффективности перфорации с учетом несовершенства скважины по характеру вскрытия. Рассмотрена эффективность гидромеханической щелевой перфорации по ряду скважин Юго-Западного Татарстана.

Ключевые слова: гидромеханическая щелевая перфорация, несовершенство скважины, вскрытие пласта, динамика добычи нефти, обводненность скважинной продукции, эффективность перфорации.

Разработка нефтяных месторождений на поздней стадии производится при постоянно нарастающей доле трудноизвлекаемых запасов, что связано с вовлечением в эксплуатацию низкопродуктивных объектов с нефтями повышенной вязкости и повышением сложности технологических условий эксплуатации, определяющихся вовлечением в разработку пластов малой толщины, а также отдельных необводнившихся пластов объекта после изоляции нижележащих пластов.

Вовлечение в разработку тонких пластов 1,0-1,5м. эффективной нефтенасыщенной мощности является ювелирной работой и требует специальной технологии привязки. В настоящее время существует возможность подключения продуктивных пластов мощностью до 0,5 метра с получением из них рентабельных дебитов нефти. Однако вскрытие таких тонких объектов традиционными способами перфорации приводит к нарушению заколонной цементной перемычки между продуктивными пластами и сведению на нет эффекта от изоляции нижерасположенных обводнившихся пластов. Применение технологии ГМЩП позволяет избежать такого рода осложнений благодаря отсутствию ударного воздействия на эксплуатационную колонну и пласт.

Среди технологических преимуществ ГМЦП следует отметить возможность селективного вскрытия продуктивных пластов с пропуском обводнившихся интервалов, а также перфорации продуктивных пластов с применением нефти или любой другой жидкости, проведение работ в любое время суток.

В отличие от гидropескоструйной перфорации ГПП, при проведении ГМЦП отсутствует необходимость промывать скважину от песка, требуется более простая компоновка наземного оборудования, что удешевляет работу.

Гидромеханический щелевой перфоратор (ГМЦП) спускается в скважину на насосно-компрессорной трубе диаметром 73 мм. НКТ при этом являются каналом гидромеханической связи перфоратора с наземным оборудованием. Спуск ГМЦП производится до подошвы перфорируемого пласта. Для точной привязки ГМЦП относительно перфорируемого пласта используется следующая технология: на насосно-компрессорную трубу на 15-20 метров выше ГМЦП устанавливается реперный патрубок длиной 1,5-2,0 метра. С помощью геофизической партии малогабаритным прибором гамма-каротажа совмещенным с прибором СГДТ (скважинный гамма-дефектометр толщиномер) или локатором муфт производится запись кривой гамма-каротажа и отбивка муфт НКТ и реперной трубы. С помощью гамма-каротажа отбивается положение реперного пласта ближайшего к продуктивному.

Практически все элементы технологической цепочки – реперная муфта, реперный пласт, продуктивный пласт, прибор ГМЦП – привязаны по глубинам с точностью до 0,1 метра, что приемлемо при перфорации самых тонких пластов. Следует отметить, что привязка по глубинам при кумулятивной перфорации производится в два этапа при спуске приборов гамма-каротажа и кумулятивного перфоратора на кабеле. При этом точность всегда несколько меньше.

Прорезание щели производится накатным диском с созданием ступенчатого повышения давления на устье скважины с 1 МПа до 6-7 МПа с шагом 1 МПа. На каждой ступени давления производится 2-3 цикла спускоподъемных операций в пределах меток. При гидромониторном размыве пласта после перфорации давление повышается до 18-20 МПа. Размыв в одной точке осуществляется в течение 6-10 минут.

Непосредственно после проведения ГМЦП без подъема оборудования возможна обработка призабойной зоны композициями химреагентов, в том числе и на кислотной основе. Некоторые дополнительные преимущества ГМЦП перед другими видами перфорации достаточно подробно рассмотрены в работе [1].

Оценку эффективности вскрытия традиционными способами перфорации рассмотрим на примере скважины №344, в которой были проведены комплексные гидродинамические исследования с целью получения фильтрационных характеристик. Расчет дебита скважины осуществлен с помощью классических методик [2] с учетом коэффициента несовершенства скважины по характеру вскрытия C_2 по В.И. Щурову [3]. При оценке коэффициента C_2 все

характеристики эффективности перфорации брались по нормативам [4], использовались минимально возможные значения эффективности перфорации с целью исключения завышения дебита объекта.

На основании проведенных исследований В.И. Щуровым были составлены графики, выражающие зависимость дополнительных фильтрационных сопротивлений притоку жидкости к скважине, вызванных ее несовершенством по характеру вскрытия, от относительного вскрытия пласта ($\delta = b/h$), плотности перфорации и диаметра скважины (n, D), диаметра отверстий в колонне ($\alpha = d_k / D$) и глубина каналов в пласте при перфорации ($l = l_k / D$).

Учет несовершенства скважины равнозначен замене несовершенной скважины эквивалентной ей по значению сопротивления призабойной зоны совершенной скважиной меньшего радиуса. Радиус такой условно совершенной скважины называют приведенным радиусом r_{np} . Таким образом, приведенным радиусом называется радиус такой фиктивной совершенной скважины, дебит которой при прочих равных условиях, равен дебиту реальной гидродинамически несовершенной скважины.

Из определения следует

$$Q = \frac{2\pi kh(P_n - P_c)}{\mu \left[\ln \frac{R_\kappa}{r_c} + C \right]} = \frac{2\pi kh(P_n - P_c)}{\mu \ln \frac{R_\kappa}{r_{np}}} \quad (1)$$

Поскольку дебиты приравниваются при прочих равных условиях, то из (1) следует, что:

$$\ln \frac{R_\kappa}{r_c} + C = \ln \frac{R_\kappa}{r_{np}}$$

Умножая C на $l = lne$ и делая, некоторые преобразования получим

$$\ln \frac{R_\kappa}{r_c} - \ln \frac{R_\kappa}{r_{np}} = \ln e^c, \text{ откуда}$$

$$r_{np} = \frac{r_c}{e^c} \quad (2)$$

Таким образом, зная r_{np} для перфорированной скважины из (2) и подставляя ее значение вместо действительного радиуса скважины r_c в любые формулы радиального притока или притока группы взаимодействующих скважин, получим приток для перфорированной скважины и их системы.

Оценим фактическую степень несовершенства по характеру вскрытия по скважине №344.

Исходные данные по скважине №344: плотность нефти $\rho = 837 \text{ кг/м}^3$, вязкость нефти: $\mu = 5,75 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$, коэффициент проницаемости: $k = 233 \text{ мД}$ ($0,238 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$), мощность пласта: $h = 17,4 \text{ м}$, перепад давления: $\Delta P = 16,1 \text{ МПа}$, коэффициент продуктивности скважины: $K = 11,32 \text{ т/}(сут\cdot\text{МПа})$, радиус контура питания: $R_k = 1000 \text{ м}$, радиус скважины: $r_c = 0,08 \text{ м}$.

Фактический дебит скважины по уравнению притока:

$$Q_\phi = K \cdot \Delta P = 11,32 \cdot 16,1 = 182,3 \text{ т/сут}$$

Дебит гидродинамически совершенной скважины (при прочих равных условиях) по формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh\rho\Delta P}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,238 \cdot 10^{-12} \cdot 17,4 \cdot 837 \cdot 16,1 \cdot 10^6}{5,75 \cdot 10^{-3} \cdot \ln \frac{1000}{0,08}} = 6,46 \text{ кг/с или } 558,1 \text{ т/сут}$$

Коэффициент гидродинамического совершенства:

$$\eta = \frac{Q_\phi}{Q} = \frac{182,3}{558,1} = 0,33$$

Фактическая степень несовершенства скважины по характеру вскрытия:

$$Q_\phi = \frac{2\pi kh\rho\Delta P}{\mu \left[\ln \frac{R_k}{r_c} + C \right]}, \text{ тогда } C = \frac{2\pi kh\rho\Delta P}{\mu Q_\phi} - \ln \frac{R_k}{r_c} = 19,2$$

Определим степень несовершенства скважины по характеру вскрытия по графикам В.И. Щурова:

средняя длина перфорационного канала: $l_k = 100 \text{ мм}$, $l = l_k/D = 100/160 = 0,625$

средняя плотность перфорации: $n = 5 \text{ отв/м}$, $nD = 5 \cdot 0,16 = 0,8$

средний диаметр перфорационных отверстий: $d_k = 8 \text{ мм}$, $\alpha = d_k / D = 8/160 = 0,05$

степень несовершенства по характеру вскрытия (по графику В.И. Щурова): $C' = 6$

Фактическая степень несовершенства по характеру вскрытия значительно больше расчетной учитывающей регламентированные характеристики традиционной перфорации благодаря тому, что фактическое количество отверстий вскрывших пласт и их глубина меньше регламентированных.

Площадь вскрытия продуктивного пласта с помощью ГМЦП в 10-15 раз выше, чем при применении кумулятивной перфорации. За счет большей площади контакта в системе скважина-пласт достигается высокое гидродинамическое совершенство по характеру вскрытия

Рассмотрим эффективность ГМЦП по ряду скважин Юго-Западного Татарстана (таблица 1).

Таблица 1. Результаты проведения ГМЦП на скважинах НГДУ «Нурлатнефть»

Порядковый номер	Номер скважины	Стратиграфическая приуроченность интервала перфорации*	Тип коллектора**	Интервал перфорации	Дата перфорации	Весовая обводненность, %		Дебит скважины по нефти, т/сут		Назначение ГМЦП
						До ГМЦП	После ГМЦП	До ГМЦП	После ГМЦП	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	5929	2	к	1424,5-1432,5	01.11.2008	99,2	99,2	0,1	0,1	Переход на другой горизонт
2	4113	1	т	1434,0-1435,0	02.11.2008	98,4	59,5	0,4	5,7	Отключение части пласта
3	5879	1	т	1296,0-1301,0	29.08.2008	96,0	34,6	0,5	5,4	Отключение нижнего горизонта
4	5077	1	т	1132,4-1136,8	20.08.2008	99,2	99,2	0,0	0,1	Отключение нижнего горизонта
5	10105	1	т	1381,3-1383,3	23.09.2009	98,4	40,7	0,7	14,2	Отключение части пласта
6	693	1	т	1268,4-1274,0	12.07.2009	6,5	5,9	2,2	2,2	Переход на другой горизонт
7	1735	3	к	1003,0-1006,0	28.05.2009	99,2	8,6	0,1	3,2	Переход на другой горизонт
				1009,0-1011,0						
				1013,0-1017,0						
8	136а	3	к	1007,0-1011,6	06.08.2009	10,3	11,9	3,2	3,3	Переход на другой горизонт
				1015,0-1017,0						
9	642	3	к	954,6-960,6	18.08.2009	99,2	14,1	0,2	3,6	Переход на другой горизонт
10	4796а	1	т	1151,5-1157,0	12.11.2006	99,2	78,3	0,0	0,7	Отключение части пласта
10	4796а	1	т	1151,5-1157,0	12.11.2006	99,2	78,3	0,0	0,7	Отключение части пласта
11	8286	1	т	1361,0-1357,2	15.12.2006	91,9	66,2	0,7	5,5	Исправление негерметичности цементного кольца
12	3982	1	т	1428,0-1423,8	17.12.2006	98,4	70,1	0,3	4,5	Отключение части пласта

Примечание * 1 – терригенная толща нижнего карбона, 2 – турней, 3 – башкирский карбонатный ярус, ** т – терригенные породы, к – карбонатные породы.

На рисунке 1 приведена динамика дебита нефти и обводненности продукции по скважине №5879 Пионерского месторождения. В процессе эксплуатации бобриковского и радаевского горизонтов была достигнута обводненность свыше 96% при дебите нефти 0,5 т/сут. После изоляции данного продуктивного горизонта проведен переход на верхний тульский горизонт, эффективная толщина которого составляет 5 метров. Вторичное вскрытие произведено с помощью ГМЦП. После приобщения верхнего пласта дебет составил 5,5 т/сут при весовой обводненности 35%.

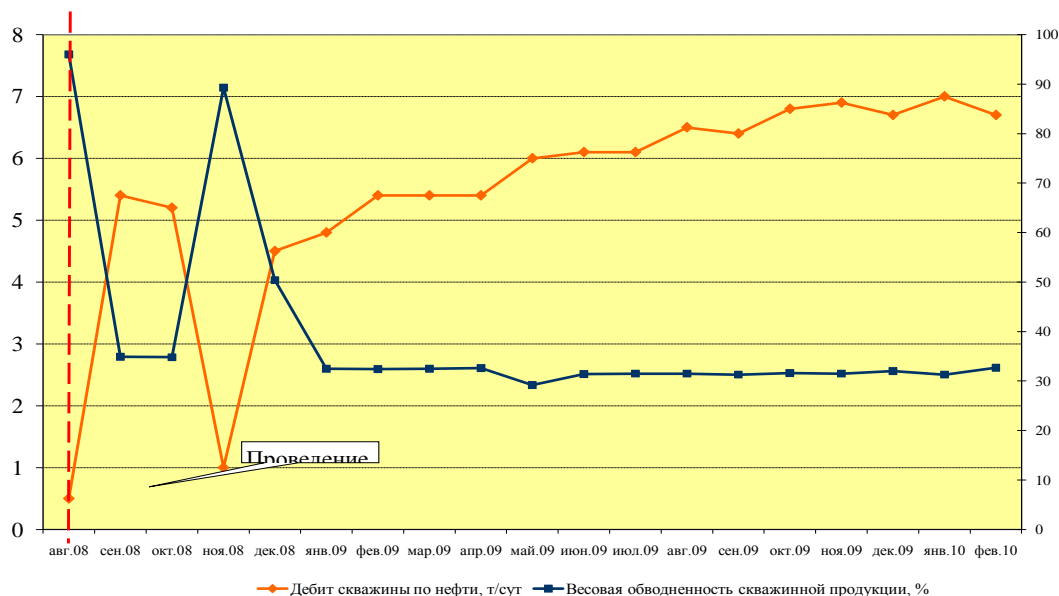


Рисунок 1. Динамика дебита нефти и обводненности продукции по скважине №5879 Пионерского месторождения

На рисунке 2 приведены графики дебита нефти и обводненности продукции по скважине №10105 Тауташского месторождения. Скважина №10105 эксплуатировала бобриковско-радаевские отложения в интервале 1386,6-1391,0 м. При обводнении на 98,5% скважина шесть месяцев работала с дебитом нефти 0,7 т/сут. После изоляции данного горизонта и перехода на верхний горизонт в интервале 1381,3-1383,3 м. скважина стала работать с дебитом 14, 2 т/сут при обводненности продукции 40,7%. Вторичное вскрытие пласта проводилось с помощью ГМЦП. Интервал цементного кольца в перемычке между обводненным и новым пластом составил всего 5 метров.

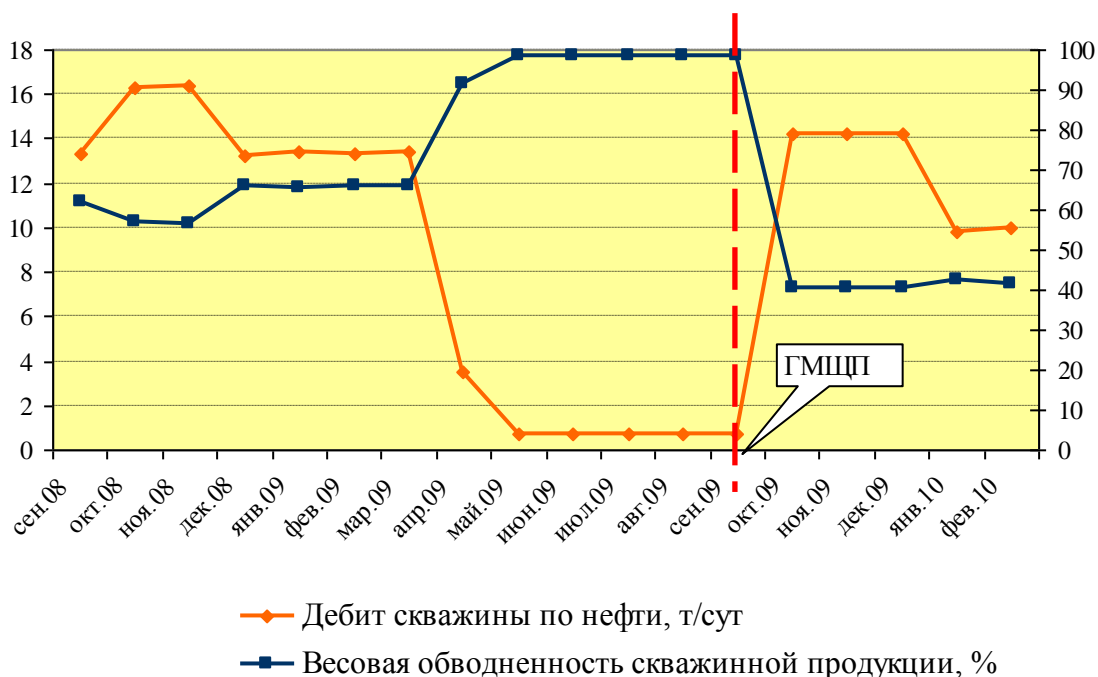


Рисунок 2. Динамика дебита нефти и обводненности продукции по скважине №10105 Тауташского месторождения

На рисунке 3 приведена динамика добычи нефти и обводненность продукции скважины № 4113 Бурейкинского месторождения, эксплуатировавшей бобриковско-радаевские отложения. После обводнения нижнего интервала до 98,4% и снижения дебита до 0,4 т/сут была проведена его изоляция и вторичное вскрытие верхнего пласта в интервале 1434,0-1435,0 м с помощью ГМЦП. При наличии цементной перемычки за колонной всего 2 метра получен рентабельный дебит нефти в 5,7 т/сут при обводненности 59,5%.

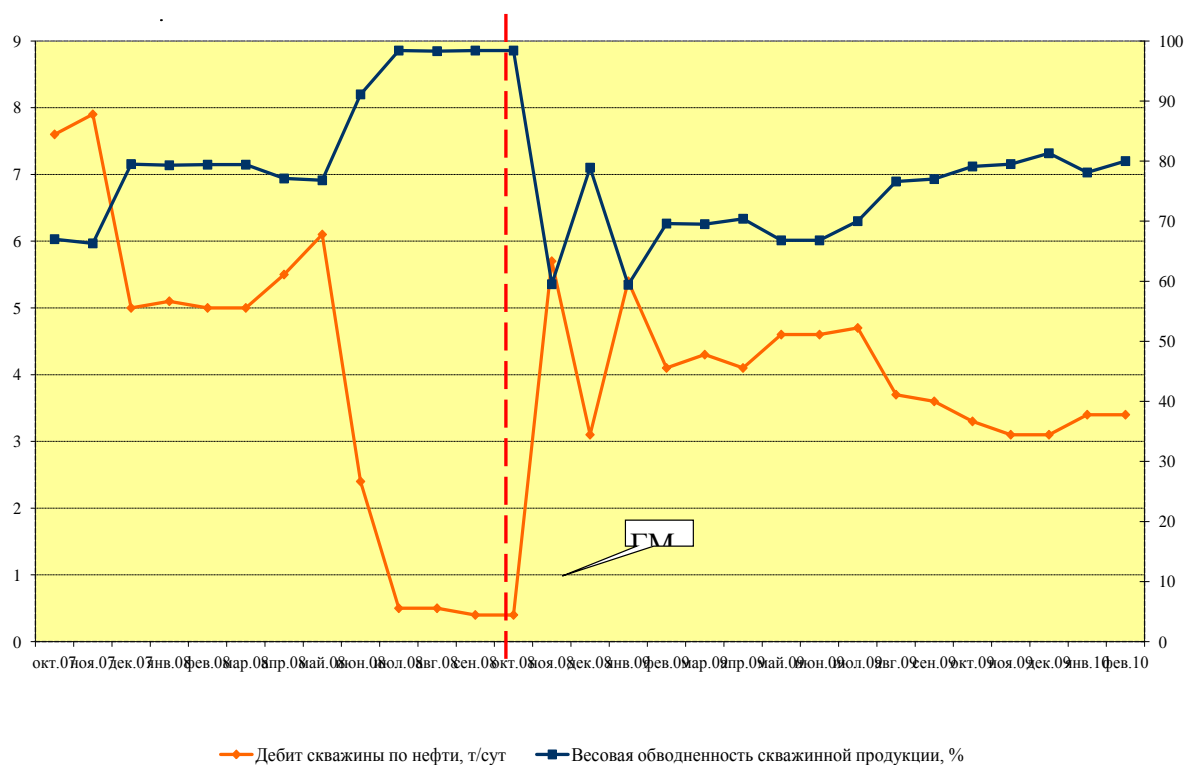


Рисунок 3. Динамика дебита нефти и обводненности продукции по скважине №4113 Бурейкинского месторождения

Выводы

1. Проведение гидромеханической щелевой перфорации в сложных технологических условиях (близость обводненных пластов, тонкая цементная перемычка за эксплуатационной колонной) благодаря меньшим динамическим нагрузкам на систему скважина-колонна-цементный камень-продуктивный пласт, позволяет вскрыть приобщаемые маломощные пласты продуцирующие безводную или почти безводную нефть.

2. Степень несовершенства по характеру вскрытия при ГМЩП значительно ниже, чем при традиционных способах перфорации.

Литература

1. Саркисов Н.М., Шишков С.В., Климовец В.Н. Интенсификация добычи нефти путем щелевой перфорации // Нефтяное хозяйство. 2000. №12. С. 79-80.

2. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. М.: Недра, 1993. 416 с.

3. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов. М.: Недра, 1983. 510 с.

4. Краткий справочник по прострелочно-взрывным работам в скважинах/ под ред. Н.Г. Григоряна. 2-е изд., перераб. М.: Недра, 1982, 183 с.

IMPROVEMENT OF THIN BEDS SECONDARY UNCOVERING

G.M. Tokarev, N.M. Tokareva, M.A. Tokarev
OOO NPF «Geotechnologia», Ufa
e-mail: tokareva_n_m@mail.ru

Abstract. The paper shows advantages of the hydro-mechanical slit perforation. The technology of hydro-mechanical slit perforation is described. Evaluation of the imperfect well perforation is made. The efficiency of hydro-mechanical slit perforation on a number of wells in South-West of Tatarstan is considered.

Keywords: hydro-mechanical slit perforation, well imperfection, beds uncovering, oil extraction dynamics, water cutting of well production, perforation efficiency.

References

1. Sarkisov N.M., Shishkov S.V., Klimovec V.N. Stimulation of oil production by slit perforation// magazine «Oil industry». 2000. №12. P. 79-80.
2. Basniev K.S., Kochina I.H., Maksimov V.M. Underground Hydromechanics: textbook for high school. M.: Nedra, 1993. 416 p.
3. Shyrov V.I. Technology and technique of oil extraction: textbook for high school. M.: Nedra, 1983. 510 p.
4. Quick reference to the perforations in wells / under the general edition of N.G. Grygoryana. Second edition. M.: Nedra, 1982, 183 p.

Сведения об авторах

Токарев М.А., д-р геол.-минерал. наук, проф. кафедры «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений», ФГБОУ ВПО УГНТУ
M. A. Tokarev, dr geol- mineral. sci. prof. of chair «Development and exploitation of oil and gas fields», FSBEI USPTU

Токарева Н. М., ст. преподаватель кафедры «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений», ФГБОУ ВПО УГНТУ
N. M. Tokareva, senior lecturer of the chair «Development and exploitation of oil and gas fields», FSBEI USPTU
e-mail: tokareva_n_m@mail.ru

Токарев Г. М., зам. генерального директора по интенсификации добычи нефти, ООО НПФ «Геотехнология»
G. A. Tokarev, ООО NPF «Geotechnologia», Deputy CEO