

УДК 622.276.6

**Е.В. Мельникова**, научный сотрудник Лаборатории проектирования и анализа разработки газоконденсатных и нефтегазовых месторождений Центра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Москва, Россия), e-mail: E\_Melnikova@vniigaz.gazprom.ru; **В.И. Нифантов**, д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории технологий строительства и капитального ремонта скважин ПХГ Центра подземного хранения газа, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Москва, Россия), e-mail: V\_Nifantov@vniigaz.gazprom.ru

## Повышение эффективности освоения скважин на месторождениях Восточной Сибири

Дана оценка влияния геологических характеристик коллекторов и их фильтрационно-емкостных свойств на продуктивность разведочных скважин месторождений Восточной Сибири. Показано, что при освоении скважин в большинстве случаев не достигаются проектные дебиты нефти и газа.

В статье приведены результаты анализа опыта бурения и освоения разведочных скважин, а также исследования влияния различных факторов на увеличение их продуктивности. Показано, что учет влияния геологической характеристики горных пород призабойной зоны пласта (ПЗП) на выбор режима освоения и последующей эксплуатации нефтегазовых скважин является актуальной задачей и требует ее решения для конкретных горно-геологических условий освоения и разработки месторождений.

Приведенные в статье результаты исследований по изменению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) карбонатных и терригенных пластов-коллекторов показывают, что при изменении условий эксплуатации скважин необходимо проводить их комплексные исследования для корректировки изменяемых ФЕС ПЗП, а также интенсификацию притока. На основе проведенных исследований разработан и опробован новый способ освоения скважин, обеспечивающий повышение их продуктивности в несколько раз по сравнению со стационарной кислотной обработкой.

Разработанный способ повышения продуктивности скважин после их заканчивания бурением и завершения ремонта позволяет: повысить эффективность освоения скважин за счет сокращения времени воздействия пенокислотной эмульсии на ПЗП; повысить продуктивность скважин за счет увеличения интервала обработки; использовать стандартное нефтепромысловое оборудование.

**Ключевые слова:** освоение скважин, Восточная Сибирь, бурение скважин, вскрытие продуктивных пластов, пенокислотная эмульсия.

Перспективным регионом на нефть и газ являются месторождения и разведочные площади Сибирской платформы, относящиеся к Лено-Тунгусской и Хатангско-Вилюйской нефтегазоносным провинциям (НГП).

Наряду с проводкой эксплуатационных скважин на этих месторождениях планируется разведочное бурение для уточнения их геологического строения, корректировки запасов и определения потенциальных продуктивных характеристик скважин и пластов.

Опыт проводки разведочных скважин на площадях Лено-Тунгуссой НГП в последние 30–40 лет не дал однозначного ответа об их потенциальной нефтегазоносности. Удельная продуктивность по пробуренным скважинам меняется в очень широких пределах. Попытки интенсифицировать низкодебитные (низкопродуктивные) скважины известными способами не привели к положительному результату. Поэтому наряду с анализом опыта освоения скважин на месторождениях Восточной Сиби-

ри необходимо на уровне проектных решений разработать новые технологии, направленные на повышение их удельной продуктивности.

Наибольший объем разведочного бурения выполнен на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ), расположенном на юге Сибирской платформы в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО) Лено-Тунгуссой НГП. Месторождение было открыто в 1989 г. и включает в себя два ранее открытых

Ссылка для цитирования (for references):

Мельникова Е.В., Нифантов В.И. Повышение эффективности освоения скважин на месторождениях Восточной Сибири // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015. – № 2. – С. 18–24.

Melnikova Ye.V., Nifantov V.I. Povyshenie jeffektivnosti osvoenija skvazhin na mestorozhdenijah Vostochnoj Sibiri [Efficiency increase of well development at Eastern Siberia deposits]. *Territoriya «NEFTEGAZ» – Oil and Gas Territory*, 2015, No 2. P. 18–24.

Таблица 1. Изменение ФЕС по продуктивным горизонтам Чайяндинского НГКМ  
 Table 1. Changing reservoir properties (RP) of Chayanda oil and gas condensate field productive horizons

Продуктивный горизонт (тип коллектора) Productive horizon (type of reservoir)	Средняя глубина залегания (абс. отм.), м Average depth of occurrence (absolute elevation), m		Средняя толщина пласта, м Average thickness of formation, m			Проницаемость, мД Permeability, mD	Пористость, % Porosity, %	Дебит Yield	
	Нефть Oil	Газ Gas	Общая Total	Эффективная газонасыщенная Effective gas thickness	Эффективная нефтенасыщенная Effective oil thickness			Газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут. Gas, ths m <sup>3</sup> /day	Нефти, т/сут. Oil, t/day
Ботубинский (терригенный поровый) Botuobinsky (terrigen porous)	-1488÷-1389	-1362÷-1213	12,4	6,3	5	55÷4650	12÷26	~ 300	до 50
Хамакинский (терригенный поровый) Khamakinsky (terrigen porous)	-	-1396÷-1118	44,5	11	-	1÷6000	10÷21	78÷419	-
Талахский (терригенный поровый) Talakhsy (terrigen porous)	-	-1425÷-1347	49,4	18	-	0÷1000	3÷20	37÷209	-

месторождения – Озерное и Нижне-Хамакинское. Месторождение приурочено к крупной неантиклинальной ловушке в северо-восточной части Непского свода и связано с зонами выклинивания песчаников венда [1–3].

Основные газовые залежи находятся в ботубинском и хамакинском продуктивных горизонтах венда. Ботубинский горизонт соответствует нижней подсвите бюксской свиты, хамакинский горизонт – верхней подсвите паршинской свиты. Горизонты сложены линзовидными телами преимущественно средне- и мелкозернистых песчаников с кварцевым и сульфатно-карбонатным цементом. Мощность тел достигает 20 м.

Еще одна менее крупная залежь сосредоточена в породах талахского терригенного продуктивного горизонта (талахская свита венда), которая распространена локально, в центральной части месторождения. Все залежи пластовые, литологически и тектонически экранированные. Глубина залегания залежей – 1450÷1850 м. Разрывные нарушения делят месторождение

на блоки. Газовые залежи содержат нефтяные оторочки.

Региональные зоны развития терригенных коллекторов талахского, хамакинского и ботубинского горизонтов перекрывают друг друга в плане и содержат значительные запасы углеводородов (УВ).

По состоянию на 01.01.2000 г. на Чайяндинском НГКМ было пробурено 65 скважин. Из них 62 скважины находятся в контуре продуктивности, в т.ч. 48 скважин дали промышленные притоки нефти и газа.

В 2009–2013 гг. на месторождении дополнительно пробурено более 30

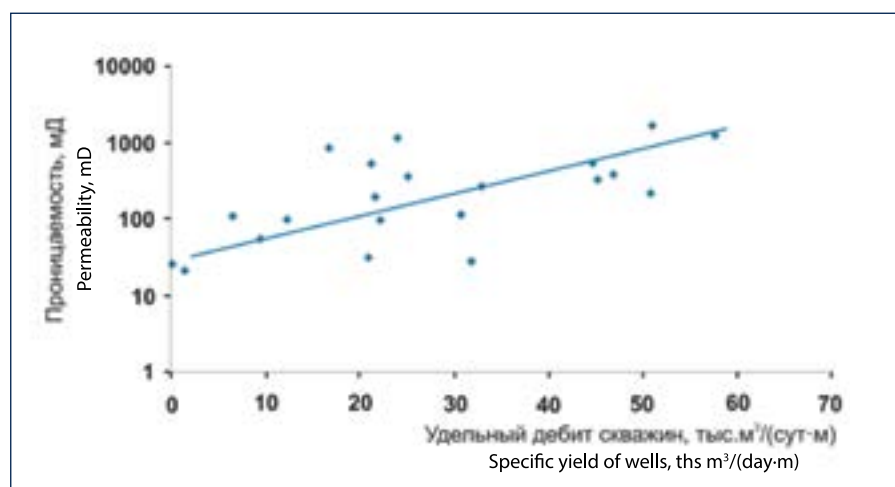


Рис. График зависимости удельного дебита газовых скважин от проницаемости коллектора ботубинского горизонта (по данным Матвеева В. Д. и др., 2000 г.)  
 Fig. Dependency diagram of specific yield of gas wells from Botuobinsky horizon reservoir permeability (according to V.D. Matveyev et. al., 2000).

Таблица 2. Результаты опробования ботуобинского горизонта в процессе бурения ИП (без испытания в колонне) на Чаюдинском НГКМ  
 Table 2. Testing results of Botuobinsky horizon in the process of drill stem test drilling (without case hole well test) at Chayanda oil and gas condensate field

№ скв. Well No.	Интервал вскрытия, м Completion interval, m	Толщина пласта, м Formation thickness, m		Удельный дебит газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут.·м Specific yield of gas, ths m <sup>3</sup> /day·m
		Общая Total	Эффективная Effective	
321-2	1799÷1815	16	3,7	69,73
180-04	1615÷1630	15	2,0	61,5
761	1773÷1780	7	1,5	41,33
321-13	1920÷1938	18	2,6	40,38
213-04	1566÷1594	28	3,8	33,42
321-14	1846÷1856	10	7,0	21,71
751	1468÷1475	7	1,7	20,0
321-31	1906÷1922	16	9,6	15,83
180-07	1706÷1725	19	9,4	13,83
321-12	1870÷1884	14	7,8	11,54
180-03	1760÷1766	6	2,5	10,8
763	1805÷1817	12	1,1	9,09
845	1472÷1502	30	3,3	8,18
321-27	1544÷1562	18	2,5	Около 0 (свободное истечение газа) About 0 (free gas outflow)
321-18	1933÷1941	8	–	Приток воды Water inflow
843	1409÷1422	13	0,4	Притока не получено No inflow achieved

скважин, и на сегодняшний день продолжается разведочное бурение. Изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) горных пород по продуктивным горизонтам Чаюдинского НГКМ приведено в таблице 1.

Опробование продуктивных пластов испытателями пластов (ИП: КИИ-146) производилось при вскрытии их бурением не менее чем на 2/3 толщины. Время стояния на притоке составляло 0,2÷1 час, депрессия на пласт – 10 МПа. Кратковременность притока вызывалась опасностью прихвата ИП. Результаты опробования ИП ботуобинского горизонта в 17 скважинах (без последующего испытания их в колонне) показали очень широкие изменения удельных дебитов на 1 м вскрытой эффективной толщины пласта и независимость от степени ее вскрытия (табл. 2).

Как видно из таблицы 2, большинство скважин вскрыло относительно небольшую газонасыщенную толщину от 0,4 (скв. 843) до 3,8 м (скв. 213-04).

Исключением является скв. 180-07 (9,4 м), а также скв. 321-12 (7,8 м), 321-14 (7,0 м) и 321-31 (9,6 м). Скв. 321-12 и 321-14 находятся в газонефтяной зоне, испытаны на нефть и законсервированы после получения ее притоков.

Во всех опробованных в процессе бурения скважинах получены притоки газа, кроме скв. 843, расположенной вблизи от линии выклинивания коллектора. Перфорация объектов испытания в колонне осуществлялась с привязкой по гамма-каротажу (ГК), в основном кумулятивными перфораторами типа ПКС-105, ПКС-80. В некоторых случаях применялись перфораторы на насосно-компрессорных трубах (НКТ: НКТПР-43 и ПНКТ-73) при сниженном уровне жидкости.

Вызов притока осуществлялся методом снижения уровня компрессором с продувкой через башмак насосно-компрессорных труб (НКТ), то есть путем создания максимальной депрессии на пласт.

После очистки скважины от фильтра бурового раствора, снятия начальной кривой восстановления давления (КВД) и замера пластового давления проводилось исследование скважин методом установившихся отборов на 5÷7 режимах прямого и 2÷4 режимах обратного. Время работы на каждом режиме после стабилизации устьевого давления составляло 1÷5 часов. В целях подтверждения устойчивости дебитов газа иногда проводилась отработка на одном из режимов в течение суток. Результаты испытания в колонне газовых скважин ботуобинского горизонта представлены в таблице 3.

Из таблицы 3 видно, что степень вскрытия газонасыщенной толщины высокая. В большинстве объектов интервал перфорации включает всю толщину коллектора, только в двух скважинах (180-02 и 213-01) не получены промышленные притоки газа. В остальных скважинах дебиты газа при депрессии 10% от пластового давления достигали от 44 (скв. 321-11) до более 700 тыс. м<sup>3</sup>/сут. (скв. 321-5). Средний удельный дебит составил 31,4 тыс. м<sup>3</sup>/(сут·м). При определении этих значений учитывались результаты испытания всех скважин из таблицы 3 (включая низкодебитные).

На рисунке представлен график зависимости удельного дебита от проницаемости коллектора, определенной по результатам лабораторного анализа керна. Все факторы, влияющие на продуктивность скважин, можно разделить на две основные группы: ФЕС коллектора и технико-технологические показатели освоения и испытания. К последним относятся: тип и свойства бурового раствора; влияние различных осложнений и аварий, возникающих при вскрытии бурением продуктивного горизонта; продолжительность нахождения продуктивного горизонта под воздействием промывочной жидкости; технические данные перфоратора; качество раствора, на котором производилась перфорация; точность привязки перфорации; кольматация ПЗП; проведение интенсификации притока и др.

Для интенсификации притока УВ в скважинах Чаюдинского НГКМ в основном применялся метод разрыва пласта энергией пороховых газов зарядами ПГД-

БК или АДС. Разрыв пласта зарядами ПГД-БК и АДС почти во всех объектах производился совместно с перфорацией перед вызовом притока и освоением скважин, поэтому оценить эффективность их воздействия в данных случаях затруднительно. В двух слабоприточных скв. 213-01 (ботубинский горизонт) и 803 (талахский горизонт) энергия пороховых газов использовалась после первоначального освоения объектов испытания, что также не позволило сделать однозначный вывод об эффективности данного способа. В большинстве слабоприточных скважин интенсификация не проводилась.

При анализе качества вскрытия и испытания пластов учесть все эти факторы и выяснить их влияние затруднительно, а иногда и невозможно.

Как показывает анализ результатов испытания скважин, основными причинами отсутствия промышленных притоков в объектах испытания явились:

- значительное проникновение фильтра бурового раствора в продуктивные пласты;
- использование при перфорации эксплуатационной колонны засоленных растворов, проникающих в перфорационные каналы и снижающих ФЭС ПЗП;
- глушение скважин буровыми растворами после перфорации, что способствовало дополнительному проникновению компонентов раствора в пласт. По всем объектам испытания гидродинамическая связь с пластом была установлена, но в отдельных скважинах были получены либо притоки фильтрата бурового раствора, либо притоки фильтрата со слабым газопроявлением. При этом скважины в процессе освоения и газогидродинамического исследования (ГГДИ) полностью от фильтрата не очищались. Разведочные скважины полностью не доосвоились. В процессе испытания постоянно выносился буровой раствор и его фильтрат. Применение интенсификации методом разрыва горных пород ботубинского горизонта энергией пороховых газов зарядами ПГД-БК или АДС в семи скважинах не привели к улучшению их продуктивности.

В таблице 4 приведены обобщенные результаты ГГДИ по 18 газовым скважинам ботубинского горизонта и дан

Таблица 3. Результаты испытания в колонне скважин ботубинского горизонта Чайядинского НГКМ  
Table 3. Testing results of case hole well of Botuobinsky horizon at Chayanda oil and gas condensate field

№ скв. Well No.	Интервал перфорации, м Perforation interval, m	Эффективная газонасыщенная толщина, м (в интервале перфорации) Effect gas thickness, m (within perforation interval)	Фактический дебит газа при депрессии 10% от пластового давления (тыс. м <sup>3</sup> /сут.) Actual gas yield at 10% depression from formation pressure (thousand m <sup>3</sup> /day)	Удельный дебит скважины, тыс. м <sup>3</sup> /(сут·м) Specific yield of well, ths m <sup>3</sup> /(day·m)
321-1	1829÷1838	3,4	115	33,8
321-3	1773÷1788	9,3	420	45,2
321-5	1859÷1863	3,2	158	49,4
321-5	1841÷1854	12,5	720	57,6
321-01	1840÷1858	16,7	550	32,9
321-03	1823÷1830	6,1	285	46,7
321-05	1827÷1838	9,5	205	21,6
321-06	1854÷1863	9	540	60,0
321-08	1888÷1899	9,2	400	43,5
321-09	1823÷1842	19	405	21,3
321-15	1796÷1808	10,8	240	22,2
321-16	1812÷1823	9,8	245	25,0
321-19	1826÷1836	9,3	285	30,6
321-20	1855÷1867	9	215	23,9
321-30	1891÷1894	2,6	265	44,7
321-34	1832÷1843	6,6	350	53,0
765	1760÷1773	9,4	300	31,9
180-01	1736÷1747	8,1	135	16,7
180-02	1687÷1699	9,3	13	1,4
180-05	1663÷1672	6,8	370	54,4
180-06	1799÷1814	13,1	160	12,2
321-02	1774÷1780	5,2	265	51,0
321-10	1668÷1677	6,7	140	20,9
321-11	1543÷1549	4,6	44	9,6
321-25	1700÷1711	9,3	60	6,5
213-01	1547÷1554	5,4	1	0,2
<b>Среднее значение по горизонту: Average value of horizon:</b>				<b>31,4</b>

расчет коэффициента их продуктивности. Исходя из коэффициента удельной продуктивности (тыс. м<sup>3</sup>/(МПа·сут·м)) скважины объединены в четыре группы:

- I группа скважин включает скважины 321-30, 321-06, 321-5, 321-34, 180-05, 321-3, 321-01 ( $66,6 \geq K_{\text{прод}} \geq 31,9$  тыс. м<sup>3</sup>/(МПа·сут·м);  $K_{\text{прод}}^{\text{CP}} = 47$  тыс. м<sup>3</sup>/(МПа·сут·м));
- II группа – скв. 765, 321-20, 321-15, 321-09, 180-01 ( $20,5 \geq K_{\text{прод}} \geq 10,2$  тыс. м<sup>3</sup>/(МПа·сут·м);  $K_{\text{прод}}^{\text{CP}} = 14,7$  тыс. м<sup>3</sup>/(МПа·сут·м));
- III группа – скв. 321-19, 321-05, 180-06, 321-16 ( $8,9 \geq K_{\text{прод}} \geq 4,6$  тыс. м<sup>3</sup>/(МПа·сут·м);  $K_{\text{прод}}^{\text{CP}} = 6,8$  тыс. м<sup>3</sup>/(МПа·сут·м));

- IV группа – скв. 321-14, 180-02 ( $2,2 \geq K_{\text{прод}} \geq 0,7$  тыс. м<sup>3</sup>/(МПа·сут·м);  $K_{\text{прод}}^{\text{CP}} = 1,5$  тыс. м<sup>3</sup>/(МПа·сут·м)).

Изменение эксплуатационных характеристик скважин ботубинского горизонта отражено в таблице 5, из которой видно, что для скважин всех групп при относительно меньшем значении средней вскрытой эффективной толщины пласта и меньшей депрессии дебит выше.

Влияние проницаемости ПЗП на продуктивность скважин очевидно. Так, проницаемость по керну ПЗП самой низ-

Таблица 4. Обобщенные результаты ГГДИ по газовым скважинам Чаяндинского НГКМ (ботуобинский горизонт)

Table 4. Summarized results of gas hydrodynamic survey of gas wells at Chayanda oil and gas condensate plant (Botuobinsky horizon)

Номера скв. Well No	Эффективная толщина, м Effective thickness, m	Коэффициент проницаемости, мД (по ГИС/по керну) Permeability coefficient, mD (acc. to well survey/core)	Коэффициент пористость, д. ед. (по ГИС) Porosity coefficient, unit fraction (acc. to well survey)	Группа скв. по коэффициенту уд. продуктивности (максимальный дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сут.) Group of wells acc. to specific productivity coefficient (maximal yield, ths m <sup>3</sup> /day)	Кол-во замеров Number of measurements	Коэффициент уд. продуктивности, тыс. м <sup>3</sup> /(МПа·сут·м) Specific productivity coefficient, ths m <sup>3</sup> /(MPa·day·m)	Изменение дебита, тыс. м <sup>3</sup> /сут. Change of yield, ths m <sup>3</sup> /day		Изменение депрессии ΔP <sub>депр</sub> , МПа Change of depression ΔP <sub>депр</sub> , MPa	
							Q <sub>min</sub>	Q <sub>max</sub>	ΔP <sub>min</sub>	ΔP <sub>max</sub>
321-30	2,6	821,1/526,5	0,205	I (до (up to) 507)	8	66,6	30	329	0,1	1,9
321-06	9	350,5/210,6	0,160		9	51,2	321	507	0,2	1,1
321-5	3,2	52,8/1918	0,200		14	48,4	154,5	433,5	0,08	2,8
321-34	6,6	227,8/-	0,137		9	48,1	47,4	285,7	0,4	0,9
180-05	6,8	482,5/55,2	0,177		7	44,1	7,0	330	0,4	1,1
321-3	9,3	227,8/313,9	0,155		7	39,4	112	403	0,3	1,1
321-01	16,7	130,6/205,8	0,108		9	31,2	39	410,9	0,03	0,79
765	9,4	184,4/27,8	0,126	II (до (up to) 447)	14	20,5	9	366	0,05	1,9
321-20	9	531,9/1155,6	0,182		7	14,4	20	272	0,3	2,1
321-15	10,8	123,9/65,8	0,105		8	13,9	69	301	0,2	2,0
321-09	19	417,1/542,1	0,169		17	11,2	31	447	0,35	2,1
180-01	8,1	271,3/838,8	0,146	III (до (up to) 291)	9	10,6	2,9	181	0,1	2,1
321-19	9,3	548,1/112,5	0,184		10	8,9	33	291	0,04	3,5
321-05	9,5	167,9/197,8	0,121		9	7,3	32	228	0,1	3,3
180-06	13,1	192,2/97,6	0,128		7	6,4	25	236	0,1	2,8
321-16	9,8	188,1/356,6	0,127		8	4,6	30	226	1,5	5,0
321-14	7	358,5/506,5	0,161		IV (до (up to) 152)	4	2,2	0,3	152	0,8
180-02	9,3	63,2/21,3	0,070	5		0,7	8	36	1,2	5,9

копродуктивной скв. 180-02 ( $K_{\text{прод}}^{\text{min}} = 0,7$  тыс. м<sup>3</sup>/(МПа·сут·м)) составляет  $K_{\text{пр}} = 21$  мД, а проницаемость ПЗП высокопродуктивной скв. 321-30 ( $K_{\text{прод}}^{\text{max}} = 66,6$  тыс. м<sup>3</sup>/(МПа·сут·м)) равна 526,5 мД. Скважины из группы I и II (табл. 5) не подлежат интенсификации, т.к. увеличение депрессии приводит к росту их дебита и продуктивности. Например, с увеличением депрессии в скв. 321-01 с 0,79 до 1,34 МПа дебит

увеличился с 410,9 до 550 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В скважинах с коэффициентом удельной продуктивности менее 10 тыс. м<sup>3</sup>/(МПа·сут·м) необходимо проводить интенсификацию как после их заканчивания бурением, так и в процессе эксплуатации (после длительного и сложного капитального ремонта скважин (КРС), когда скважины не выходят на режимные (проектные) параметры эксплуатации).

Таким образом, опыт освоения скважин, пробуренных на газовую залежь в ботуобинском горизонте Чаяндинского НГКМ, показал, что более чем в 30% скважин, вскрывших низкопродуктивные коллекторы, требуется интенсификация притока и доведение их дебитов до 250–300 тыс. м<sup>3</sup>/сут. при депрессии на пласт 2,0–3,0 МПа.

Для повышения эффективности освоения скважин в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Таблица 5. Изменение эксплуатационных характеристик скважин ботуобинского горизонта

Table 5. Measurement of performance characteristics of Botuobinsky horizon wells

Группа Group	Кол-во скважин Number of wells	Диапазон изменения и среднее значение показателя Change range and average value of indicator			
		Коэффициент удельной продуктивности, тыс. м <sup>3</sup> /(МПа·сут·м) Specific productivity coefficient, thousand m <sup>3</sup> /(MPs·day·m)	Вскрытая эффективная толщина пласта (среднее значение), м Completed effective formation thickness (average value), m	Депрессия (среднее значение), МПа Depression (average value), MPa	Дебит (среднее значение), тыс. м <sup>3</sup> /сут. Yield (average value), thousand m <sup>3</sup> /day
I	7	66,6÷31,2 (47)	16,7÷2,6 (7,8)	2,8÷0,79 (1,4)	507÷285,7 (385,6)
II	5	20,5÷10,2 (14)	19÷8,1 (11,3)	2,1÷1,9 (2,04)	447÷181 (313,4)
III	4	8,9÷4,6 (6,8)	13,1÷9,3 (10,4)	5÷2,8 (3,7)	291÷226 (245,3)
IV	2	2,2÷0,7 (1,5)	7÷9,3 (8,2)	10÷5,9 (8)	152÷36 (94)



Таблица 6. Геолого-промысловая характеристика карбонатного коллектора кизеловских отложений скв. 480 Елшано-Курдюмского ПХГ  
 Table 6. Geological oilfield characteristic of carbonate reservoir of Kizelovsky deposits, well 480, Yelshano-Kurdyumskoye underground gas storage facility

Глубина залегания кизеловского горизонта, м Depth of occurrence of Kizelovsky horizon, m	Литология (тип коллектора) Lithology (reservoir type)	Плотность горных пород, кг/м <sup>3</sup> Rock density, kg/m <sup>3</sup>	Пористость, % Porosity, %	Проницаемость, мД Permeability, mD	Глинистость, % Clay content, %	Карбонатность, % Carbonate content, %	Пластовое давление, МПа Formation pressure, MPa	Пластовая температура, °С Formation temperature, °C
1075÷1160	Известняки, доломиты, глины (порово-трещинный) Limestones, dolomites, clays (porous-fissured)	2500÷2600	4,0÷12,8	0,18÷0,56	0÷10	80÷90	3,8÷12,74	34÷37

разработана новая технология вызова притока с одновременной обработкой ПЗП пенокислотной эмульсией (ПКЭ) [4]. В разработанном способе освоения нефтяных и газовых скважин обработка ПЗП проводится путем закачки в скважину ПКЭ и проведения технологической выдержки.

Процесс осуществляется последовательной закачкой в скважину, оборудованную колонной лифтовых труб, продавочной жидкости, высоковязкой разделительной жидкости и ПКЭ.

В качестве ПКЭ используют кислотную пену, которую приготавливают путем газирования расчетного объема пенообразующей эмульсии, равного объему скважины в интервале вскрытия продуктивного пласта. ПКЭ содержит дизельное топливо, соль, поверхностно-активное вещество (ПАВ), кислоту и воду в определенной пропорции.

Степень газирования пенообразующей эмульсии регулируют исходя из максимально допустимой депрессии на

глубине кровли продуктивного пласта. Закачку ПКЭ осуществляют через межтрубное пространство скважины в интервал вскрытия продуктивного пласта. Затем кислотную пену продавливают в ПЗП продавочной жидкостью, причем между продавочной жидкостью и кислотной пеной вводят высоковязкую разделительную жидкость. В качестве высоковязкой разделительной жидкости используют полимерную жидкость с условной вязкостью не менее 120 с. После этого в межтрубном пространстве скважины и лифтовых трубах создают посредством продавочной жидкости избыточное давление на ПЗП с периодичностью, обеспечивающей по меньшей мере три чередующихся цикла депрессии и репрессии на пласт. Выбор значения депрессии осуществляют в соответствии с требованиями Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, так что депрессия не должна превышать 15% от величины скелетных напряжений [5].

Затем проводят технологическую выдержку скважины не менее трех часов в каждом из циклов депрессии и репрессии до получения притока пластового флюида в цикле депрессии.

Кислотная пена вступает в химическое взаимодействие со шламовой дюной, стенками открытого ствола скважины и зоной кольматации ПЗП.

После освоения скважины через отверстия фильтра-хвостовика или перфорационные отверстия в эксплуатационной колонне продукты реакции шлама с кислотной пеной выносятся на дневную поверхность.

Предлагаемый способ освоения скважин (в том числе для капитального и текущего ремонтов) не требует применения нестандартного технологического оборудования и может быть реализован с использованием серийно выпускаемых установок.

Результаты опробования данной технологии проводились в скважине 480 Елшано-Курдюмского ПХГ (Саратов-

Таблица 7. Техническая характеристика скважин и результаты интенсификации притока Елшано-Курдюмского ПХГ  
 Table 7. Technical specification of wells and results of inflow intensification of Yelshano-Kurdyumskoye underground gas storage facility

№ скважин Well No.	Диаметр, мм; длина фильтра, м Diameter, mm; length of filter, m	Зенитный угол наклона, град Inclination angle, degrees	Тип обработки пласта Formation processing type	Пластовое давление, МПа Formation pressure, MPa	Дебит газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут. Gas yield, ths m <sup>3</sup> /day	Депрессия на пласт, МПа Depression on formation, MPa	Коэффициент продуктивности, тыс. м <sup>3</sup> /(МПа <sup>2</sup> ·сут.) (коэффициент удельной продуктивности, тыс. м <sup>3</sup> /(МПа <sup>2</sup> ·сут.·м) Productivity coefficient, ths m <sup>3</sup> /(MPa <sup>2</sup> ·day) (specific productivity coefficient, ths m <sup>3</sup> /(MPa <sup>2</sup> ·day·m)	Увеличение коэффициента продуктивности, тыс. м <sup>3</sup> /(МПа <sup>2</sup> ·сут.) (коэффициент удельной продуктивности, тыс. м <sup>3</sup> /(МПа <sup>2</sup> ·сут.·м) Increase of productivity coefficient, ths m <sup>3</sup> /(MPa <sup>2</sup> ·day) (specific productivity coefficient, ths m <sup>3</sup> /(MPa <sup>2</sup> ·day·m)
479	114; 212	84-90	СКО	8,53	329,0	2,31	9,66 (0,046)	–
480	168; 13,6	73	ПКЭ	8,75	347,6	1,65	13,3 (0,98)	1,38 (21,2)

ская область) при вскрытии продуктивных известняков кизеловского горизонта.

Реализация предлагаемого способа на данной скважине позволила увеличить удельную продуктивность более чем в 21 раз по сравнению со стандартной соляно-кислотной обработкой.

Результаты, характеризующие геолого-технические условия вскрытия и

освоения скважин Елшано-Курдюмского ПХГ, приведены в таблицах 6 и 7. Для интенсификации притока газа использовалась ПКЭ на основе соляной кислоты. Для отработки терригенного коллектора рекомендуется использовать глиноокислоту.

Разработанный способ позволяет повысить эффективность освоения нефтяных и газовых скважин в результате ак-

тивного воздействия кислотной пены на всю вскрытую толщину (длину) пласта и за счет необходимости применения выпускаемого отечественной промышленностью оборудования. Данный способ и технология рекомендуются для промышленной апробации при освоении разведочных и эксплуатационных скважин месторождений Восточной Сибири.

## Литература:

1. Гурова Т.И. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы / Т.И. Гурова, Л.С. Чернова, М.М. Потлова и др. – М.: Недра. 1981. – 436 с.
2. Ивченко О.В. Зависимость удельной продуктивности терригенных коллекторов от их фациальной принадлежности на примере северного блока ботубинского горизонта Чайандинского месторождения // Сб. науч. статей аспирантов и соискателей ООО «ГазпромВНИИГАЗ». – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 42–50 с.
3. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботубинская, Байкитская антеклизы, Катангская седловины). – М.: СО РАН, 2007. – 467 с.
4. Пат. 2012139178 Российская Федерация, МПК E21B 43/27 (2006.01). Способ освоения нефтяных и газовых скважин [Текст]: / Нифантов В.И., Мельникова Е.В., Бородин С.А., Каминская Ю.В., Пищухин В.М., Пискарев С.А. – № 2012139178/03; опубл. 20.03.2014, Бюл. № 8. – 9 с.: ил.
5. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Приказ Ростехнадзора № 101 от 12.03.2013 г.

**Ye.V. Melnikova**, Center for Development and Operation of Gas, Oil and Gas Deposits, Gazprom VNIIGAZ LLC (Russia, Moscow), research assistant of Gas Condensate, Oil and Gas Deposits Development Design and Analysis Laboratory, e-mail: E\_Melnikova@vniigaz.gazprom.ru;  
**V.I. Nifantov**, GazpromVNIIGAZ LLC (Russia, Moscow), Doctor of Engineering, senior research assistant of Underground Gas Storage Well Construction and Overhaul Technologies Laboratory, Underground Gas Storage Center, e-mail: V\_Nifantov@vniigaz.gazprom.ru

## Efficiency increase of well development at Eastern Siberia deposits

*This provides assessment of influence of geological properties of reservoirs and their permeability and porosity on exploratory wells efficiency of Eastern Siberia deposits. In most cases, design production rates of oil and gas are proved to be not achieved during well development.*

*The article provides results of the exploratory well drilling and development experience analysis, as well as research of various factors influence on the efficiency increase. Accounting of influence of geological characteristics of bottomhole formation zone (BFZ) rocks on development and subsequent operation condition of oil and gas wells is shown to be a topical problem and requires a solution for certain mining and geological conditions of deposits development and exploitation.*

*The results referred to in this article, of the research of permeability and porosity (PP) change of carbonate and terrigenous reservoir beds, show that in the event of well operation conditions change, their integrated research should be carried out for correction of changing BFZ PP, as well as inflow intensification. Based on the performed research, a new well development method has been developed and tested to ensure increase of their efficiency several times compared to stationary acid treatment.*

*The developed method for the wells efficiency increase after their completion by drilling and repair completion enables: well development efficiency increase by shortening time of BFZ exposure to foam acid emulsion; well efficiency increase by the treatment interval extension; using standard oilfield equipment.*

**Keywords:** development of wells, East Siberia, drilling wells, completion of productive formations, foam-acid emulsion.

## References:

1. Gurova T.I., Chernova L.S., Potlova M.M., et al. *Litologija i uslovija formirovanija rezervuarov nefti i gaza Sibirskej platformy* [Lithology and formation conditions of oil and gas reservoirs of Siberian platform], Moscow, Nedra publishing house, 1981, 436 p.
2. Ivchenko O.V. Zavisimost' udel'noj produktivnosti terrigenykh kollektorov ot ih facial'noj prinadlezhnosti na primere severnogo bloka botubinskogo gorizonta Chajandinskogo mestorozhdenija [Dependence of specific efficiency of terrigenous reservoirs on their facial belonging by the example of the northern block of Botuobinsky horizon of the Chajandinskoye deposit], *Sbornik nauchnykh statej aspirantov i soiskatelej OOO «GazpromVNIIGAZ»* [Collection of scientific articles of post-graduate students and degree seeking students of GazpromVNIIGAZ LLC], Moscow, 2013, pp. 42–50.
3. Shemin G.G. *Geologija i perspektivy neftegazonosnosti venda i nizhnego kembrija central'nyh rajonov Sibirskej platformy (Nepsko-botubinskaja, Bajkitskaja anteklizy, Katangskaja sedloviny)* [Geology and outlooks of oil and gas content of the Vendian and Low Cambrian in the central areas of the Siberian platform (Nepsko-Botuobinskaya, Baykitskaya anticlines, Katangskaya saddles)], Moscow, The RAS Siberian branch, 2007, 467 p.
4. Nifantov, V.I., Melnikova, Ye.V., Borodin, S.A., Kaminskaya, Yu.V., Pishchukhin, V.M., Piskaryov, S.A. *Oil and gas well development method* [Sposob osvoenija neftjanyh i gazovyh skvazhin]. Patent RF No 2012139178/03; published on 20.03.2014, Bul. No. 8.
5. Order of Rostekhnadzor «Federal rules and regulations in industrial safety «Safety Rules in the Oil and Gas Industry» of 12.03.2013 No 101. (in Russ.)