

УДК 622.24.(476)

Результаты ОПИ по технологии создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации в РУП «ПО «Белоруснефть»

The Results of Pilot Testing of Technology of Deeply-Penetrating Radial Filtration Channels Creation in RUP PO Belarusneft

Н.А. Демяненко, ведущий научный сотрудник отдела развития инновационных технологий, к. т. н.; С.Д. Клочков, заведующий отделом развития инновационных технологий; М.И. Галай, ведущий инженер-технолог отдела развития инновационных технологий; Д.Л. Третьяков, ведущий инженер-конструктор отдела развития инновационных технологий; С.С. Семенов, инженер-технолог 1 категории отдела развития инновационных технологий; Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти БелНИПИнефть

N. Demyanenko, S. Klochkov, M. Galay, D. Tretjakov, V. Semenov

На текущий момент большинство открытых нефтяных и газовых месторождений как РУП «ПО «Белоруснефть», так и многих нефтегазодобывающих компаний Российской Федерации и других стран, обеспечивающих основную добычу углеводородного сырья, вступили в последнюю стадию разработки. Для этой стадии характерна высокая степень обводненности добываемой продукции, низкая рентабельность работы добывающего фонда скважин и всей системы сбора и подготовки нефти. Степень выработки запасов достигает 70–90% и более. В то же время, несмотря на значительную выработку, еще достаточно большие объемы извлекаемых запасов углеводородов находятся в разрабатываемых залежах. Для активизации выработки этих запасов нефтегазодобывающие компании внедряют различные дорогостоящие технологии. При этом в ряде случаев в условиях пластов весьма

неоднородных по фильтрационно-емкостным свойствам как по площади, так и по разрезу, для получения положительного результата в виде увеличения дебита скважин по нефти требуется адресное воздействие на конкретные зоны или слабо выработанные интервалы залежей. С этой целью нами разработаны оборудование и технология, позволяющие создавать в пределах низкопроницаемых, слабо выработанных и слабо дренируемых разностей пород-коллекторов на разных уровнях систему (сеть) глубокопроникающих каналов фильтрации. Фактически происходит формирование системы сбора пластового флюида в низкопроницаемых разностях пород-коллекторов. Радиально выполненные, по отношению к стволу скважины глубокопроникающие каналы фильтрации позволяют многократно увеличить площадь фильтрации пластовых флюидов к стволу скважины.

Технология является альтернативой



технологии ГРП и бурения боковых стволов со сверхкороткими радиусами заделки и направлена на:

- улучшение гидродинамической связи скважины с низкопроницаемыми зонами и пропластками продуктивного пласта;
- увеличение приведенного радиуса скважины;
- получение связи ствола скважины с удаленными, слабо выработанными зонами пласта.

Пионером и единственной компанией, на сегодняшний день владеющей правами на подобную технологию, является компания Radial Drilling Services (RDS, США). Результаты применения технологии радиального вскрытия пласта в мире (в том числе и на территории РФ) показывали среднее увеличение дебита скважин в 2 раза при успешности работ около 75%.

В 2008 году РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» заключило договор с компанией RDS на выполнение работ на 5 скважинах на месторождениях Республики Беларусь. Результаты проведенных работ получились неоднозначными. С одной стороны, проведенные работы подтвердили возможность получения в коллекторе протяженного канала фильтрации. При этом улучшения в динамике работы скважин и прироста дебита добываемой продукции зафиксировано не было.

Основной причиной низкой эффективности работ, на наш взгляд, были ограничения по максимальной глубине скважин (до 2000 м) и группе прочности материала эксплуатационной колонны (группа прочности Д), при которых возможно проведение работ по технологии компании RDS. На месторождениях РУП «ПО «Белоруснефть» продуктивные пласты залегают на глубинах более 2000 м, а скважины оснащены эксплуатационны-

ми колоннами из металла группы прочности Р и выше. Поэтому для опробования технологии с большим трудом подобрали 5 скважин, причем не лучших с точки зрения получения эффекта.

В процессе опробования технологии компании RDS нами были выявлены следующие ее недостатки:

- мощность применяемого ВЗД ограничена пропускной способностью гибкой трубы;
- отсутствует жесткая фиксация положения инструмента при сверлении отверстия в эксплуатационной колонне;
- процесс сверления отверстия в обсадной колонне не контролируется на устье скважины;
- необходимы две и более спуско-подъемные операции гибкой трубы для получения одного фильтрационного канала;
- отсутствуют средства контроля за этапами выполнения работ и ориентацией направления канала в пространстве;
- не производится очистка созданного канала фильтрации от заполняющей его рабочей жидкости и продуктов размыва.

Анализ полученных результатов показал, что реализация гидромониторного размыва породы в условиях месторождений РБ невозможна без коренного изменения технологии и оборудования для ее обеспечения.

Для успешной реализации технологии гидромониторного размыва был разработан комплекс оборудования, который позволяет создавать протяженные каналы фильтрации в скважинах с эксплуатационной колонной из стали группы прочности Р110 и выше с диаметром колонн 139,7 мм, на глубинах до 4000 м. Кроме того, при разработке оборудования обязательным требованием к нему и технологии являлась возможность управления



процессом сверления эксплуатационной колонны и получение инструментального подтверждения на устье факта получения отверстий в эксплуатационной колонне.

Схема работы комплекса оборудования для создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации следующая:

- в скважину на колонне свинчиваемых труб на заданную глубину спускается сверлящая компоновка и фиксируется с помощью двустороннего механического якоря;
- выполняются геофизические работы по определению азимутального положения сверла;
- производится установка сверла в заданное азимутальное направление для сверления первого отверстия;
- выполняется сверление первого отверстия в эксплуатационной колонне с регистрацией параметров сверления (отображаются на мониторе компьютера в виде графика);
- выполняется отвод сверла в исходное положение;
- производится поворот сверла на заданный угол и сверление последующих отверстий;
- после сверления необходимого количества отверстий производится совмещение отклоняющего башмака с первым просверленным отверстием;
- в колонну НКТ спускается закрепленный на ГНКТ рукав высокого давления с гидромониторной насадкой, которая входит в отверстие, просверленное в стенке обсадной колонны;
- насосом с устья скважины к гидромониторной насадке подается под давлением рабочая жидкость и производится формирование канала фильтрации (направление размыва нерегулируемое);
- насадка выводится из созданного канала в башмак;
- производится поворот башмака к следующему просверленному отверстию;
- выполняется размыв последующих каналов;
- при необходимости после формирования системы из нескольких протяженных каналов фильтрации (от 1–2 до 8) в одной плоскости вся компоновка с колонной НКТ и якорем перемещается внутри обсадной колонны в пределах продуктивного пласта и устанавливается на другой заданной глубине (другом уровне) для формирования второго уровня сети каналов фильтрации.

Сверление отверстий в эксплуатационной колонне, а также поворот и перемещение компоновки управляется оператором с устья скважины. Связь с внутрискважинной компоновкой осуществляется посредством геофизического кабеля, спускаемого снаружи колонны свинчиваемых труб.

Блок управления внутрискважинной компоновкой позволяет:

1. Регистрировать в режиме реального времени и записывать на жесткий диск:

- температуру в зоне блока электроники;
- глубину сверления колонны;
- ток, потребляемый двигателем привода сверла, перемещения сверла, поворота компоновки.

2. Управлять с рабочего места оператора процессом:

- подвода/отвода сверла;
- допустимой нагрузкой на сверло;
- направлением сверления;
- включения/выключения двигателей привода сверла, перемещения сверла, поворота компоновки.

Разработанный комплекс для создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации состоит из:

- установки для струйного вскрытия пласта СВП1;
- комплекта внутрискважинного оборудования;



- желоба направляющего;
- комплекта противовыбросового оборудования;
- комплекта ЗИП.

Установка СВП1 (рис. 1) предназначена для доставки компоновки гидромониторного размыва к отклоняющему башмаку внутрискважинной компоновки и обеспечения закачки по ГНКТ рабочей жидкости (в т.ч. и кислотных составов).

Внутрискважинная компоновка (рис. 2) спускается на НКТ и предназначена для выполнения отверстия в эксплуатационной колонне и направления гидромониторной насадки в созданное отверстие.



Рисунок 1 – Установка для струйного вскрытия пласта СВП1



Рисунок 2 – Внутрискважинная компоновка

Комплект ПВО (рис. 3) предназначен для герметизации устья скважины в процессе работы установки СВП1, рассчитан на рабочее давление – 35 МПа.

Желоб направляющий (рис. 3) предназначен для направления гибкой трубы к устью скважины.

Компоновка для размыва состоит из рукава высокого давления, закрепляемого на ГНКТ. Низ рукава высокого давления оснащается гидромониторной

насадкой. В основном применяются гидромониторные насадки с четырьмя размывающими и шестью реактивными отверстиями.

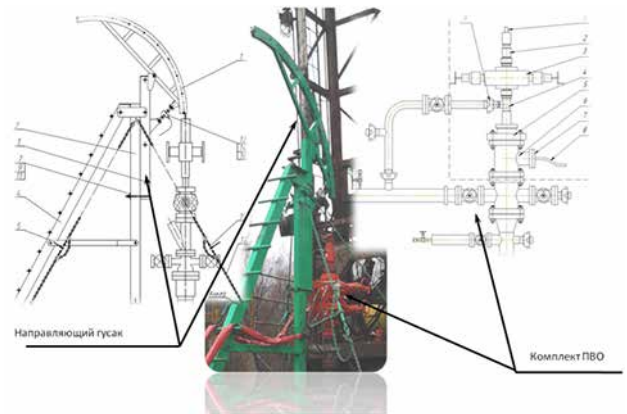


Рисунок 3 – Устьевое оборудование



Рисунок 4 – Гидромониторная насадка

На данный момент опытно-промышленные испытания (ОПИ) технологии создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации проведены на 6 скважинах. В процессе ОПИ технология отработывалась по двум основным элементам, которые выполняются последовательно:

1. Отработка технологии и технологических режимов сверления отверстий в эксплуатационной колонне с помощью скважинного блока сверления.
2. Отработка технологии и технологических режимов создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации на различных уровнях по стволу скважины.



Результаты отработки технологии сверления отверстий в эксплуатационной колонне приведены в табл. 1. В процессе сверления колонны готовятся условия для прохождения через эти отверстия рукава высокого давления для создания сети глубокопроникающих каналов. В совокупности за период ОПИ сверление отверстий выполнялось в колоннах с группой прочности материала К (скважина № 76 – Вишанская) и Р-110 (остальные скважины). ОПИ выполнялись при температурах в интервалах пластов, которые предстояло вскрывать глубокопроникающими каналами от 45 (скважина № 4 – Чистолужская) до 82 градусов Цельсия (скважина № 80 – Барсуковская). Глубины, по стволу скважины, сверления отверстий изменяются от 2515,5 м в скважине № 4 – Чистолужская до 3396 м в скважине № 194 – Ю.-Осташковичская (табл. 1). Толщина стенки эксплуатационных колонн от 10,5 до 11,0 мм. Всего суммарно при выполнении ОПИ в эксплуатационных колоннах было просверлено 59 отверстий. Как показали ОПИ, фактическое время сверления одного отверстия изменяется в широких пределах: от 5 до 480 минут (табл. 1). Только контроль за движением сверла в режиме реального времени, который реализован в разработанном оборудовании и технологии, позволяет иметь информацию о состоянии просверленного отверстия. В период выполнения ОПИ по сверлению отверстий были получены следующие осложнения:

1. Короткое замыкание при попытке поворота к третьему отверстию на глубине 2695 м в скважине № 76 – Вишанская.
2. Заклинивание сверла при отводе его после выполнения последнего отверстия в скважине № 76 – Вишанская на глубине 2683,1 м.
3. Заклинивание узла сверления при по-

вороте к третьему отверстию на глубине 2608 м в скважине № 147 – Вишанская.

4. Подклинивание привода подачи сверла при попытке сверления 4-го отверстия на глубине 3296 м в скважине № 80 – Барсуковская (табл. 1).

Основной причиной перечисленных осложнений были конструктивные недоработки узла сверления, которые удалось выявить и устранить в процессе ОПИ.

Технологические режимы создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации в процессе реализации программы ОПИ приведены в табл. 2. Как видно из данных табл. 2, всего за период ОПИ было выполнено 40 глубокопроникающих каналов фильтрации с их длиной от 12 м (скважина № 194 – Ю.-Осташковичская, уровень 3396 м) до 100 м. Преобладающее количество каналов фильтрации (77,5%) выполнены длиной 100 м (табл. 2). Ограничения по длине каналов связаны с геологическими причинами. Скорость проходки каналов изменялась от 0,6–0,7 м/мин (скважина № 194 – Ю.-Осташковичская, уровень 3330, 2 м) до 7–10 м/мин (скважина № 194 – Ю.-Осташковичская, уровень 3316,2 м). Рабочее давление на насосном агрегате находилось в пределах от 50–55 МПа (скважина № 76 – Вишанская, № 101 – Славянская) до 60–70 МПа по другим приведенным в табл. 2 скважинам. Расход рабочей жидкости изменялся от 12 до 15 л/мин. В процессе ОПИ в скважине № 194 (Ю.-Осташковичская) создана система из 15 каналов фильтрации на 4-х уровнях (табл. 2). В качестве рабочей жидкости для размыва каналов фильтрации применялась вода с добавлением ПАВ. В ряде случаев для улучшения связи каналов фильтрации с пластом они обрабатывались кислотным раствором с ПАВ. Опоро-



Таблица 1 – Отработка технологии сверления отверстий в эксплуатационной колонне

№ п.п.	№ скв., месторождения	Дата выполнения работ	Глубина	Пластовая t, град.	d _{эк.} , мм	Толщина стенки э.к., мм	Группа прочности материала э.к.	Параметры сверления отверстий в колонне					
								№ отв.	Время сверления, мин.	Выход сверла до начала сверления, мм	Выход сверла после окончания сверления, мм	Примечание	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
1	76 Вишанская	01.07 – 12.07.2013	2695,5	54	146	11	К	1	70	13,5	30,3	Обрыв рукава высокого давления.	
								2	50	12	30,3		
								3	40	13,5	30,3		
								4	37	14	30,5		
		12.07 – 17.07.2013	2695					1	33	12,5	30,5	Короткое замыкание в коллекторе при попытке поворота к третьему отверстию.	
								2	25	14,5	30,5		
		08.11 – 17.11.2013	2695,1					2684,6	1	60	8,1	24,2	Сверление выполнено успешно.
									2	70	8,5	25,5	
									3	180	12,7	30,1	
									4	360	11,3	26,6	
		08.01 – 19.01.2014	2683,1					2684,6	1	5	14	29,5	Сверление выполнено успешно.
									2	9	8,9	26,7	
									3	18	8,4	24,1	
									4	17	13,5	29,3	
		08.01 – 19.01.2014	2683,1					2683,1	1	30	12,4	27,6	После выполнения последнего отверстия заклинивание сверла при отводе.
									2	31	15,1	30	
3	34			13,5	28,8								
35	12,2			25,6									
2	147 Вишанская	27.01 – 14.02.2014	2608	54	139,7	10,5	P-110	1	40	13,5	30,3	Заклинивание узла сверления при повороте к третьему отверстию.	
			2					60	12,0	30,3			
		27.01 – 14.02.2014	2590					1	30	11	11,7	Отверстие не выполнено.	
			1					480	11	21,7	Отверстие не выполнено.		
3	101 Славянская	22.02 – 21.03.2014	3566	78	139,7	10,5	P-110	1	120	14,2	25,6	Сверление выполнено успешно.	
								2	130	12,8	25,2		
								3	100	14,3	25,7		
								4	130	19,3	28,1		
4	4 Чистолужская	24.03 – 08.02.2014	2515,5	45	139,7	10,5	P-110	1	120	14,2	25,6	Сверление выполнено успешно.	
								2	130	12,8	25,2		
								3	100	14,3	25,7		
								4	130	19,3	28,1		



Окончание таблицы 1

5	194 Ю.-Осташковичская	08.04 – 21.05.2014	3396	75	139,7	10,5	P-110	1	180	8,4	26,4	Сверление выполнено успешно.
								2	60	8,7	27,7	
								3	60	9,5	28,2	
								4	45	10,2	29,5	
								1	30	13,2	29,8	
								2	25	13,5	30	
								3	45	14,5	30	
								4	25	12,4	30	
								1	30	9,8	30	
								2	35	11,4	30	
								3	35	12,7	30	
								4	35	13,8	30	
								1	30	12,1	30	
								2	30	13,9	30	
								3	20	10,8	30	
								4	20	11,7	30	
6	80 Барсуковская	07.07 – 07.08.2014	3306	82	139,7	10,5	P-110	1	170	8,2	24	Короткое замыкание при попытке перемещения скважинной компоновки в положение размыва.
								2	25	8,4	24	
								3	480	7,6	22,3	
								4	10	9,8	21,4	
		04.09 – 03.10.2014	3305					1	20	8,2	22,5	Отказ привода перемещения компоновки в положение размыва.
								2	36	7,9	20,6	
								3	32	8,1	25,3	
								4	20	8,4	24,8	
		24.11 – 16.12.2014	3305,4					1	30	7,4	22,3	Работа выполнена в штатном режиме.
								2	60	7,8	24,5	
								3	90	6,7	21,6	
								4	30	9,8	26,8	
			3296					1	60	10,1	24,1	Последнее отверстие не выполнено из-за подклинивания привода подачи сверла.
								2	90	7,6	22,5	
								3	90	9,2	23,6	
								4	120	8,8	-	

вание технологии проведено как в карбонатных (скважина № 76 – Вишанская, № 101 – Славянская), так и в терригенных пластах (скважина № 4 – Чистолужская, № 194 – Ю.-Осташковичская, № 80 – Барсуковская) при зенитных углах в интервалах работ до 20,5 градуса.

Основные осложнения в процессе размыва каналов фильтрации связаны с обрывом рукава высокого давления;

нестабильной работой насоса высокого давления в связи с низким качеством очистки рабочей жидкости; ремонтом насоса высокого давления во время выполнения работ; короткого замыкания в электрической части компоновки при попытке перемещения компоновки в положение размыва. Причины перечисленных осложнений были выявлены и устранены.



Таблица 2 – Технологические режимы создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации при ОПР

1	2	3	4	5	6	7	8	9	Технологические параметры создания одного канала, м					15	
									10	11	12	13	14		
№№ п.п.	№ скв., место-рождения	Дата выполнения работ	Длительность выполнения работ, сут	Горизонт, порода	Глубина	Зенитный угол, град.	Кол-во отв. на гл-бине	Длина канала, м	Время, мин	Скорость проходки, м/мин	Расход, л/мин	Давление, МПа	Кислотная обработка	Примечание	
1	76 Вишанская	08.11 – 17.11.2013	10	el-zd, карбонаты	2695,1	20,5	2	100	40	1-3	14-15	60-65	нет	Обрыв рукава высокого давления.	
								100	60	1-2	15	65			
		08.01 – 19.01.2014	12	el-zd, карбонаты	2684,6		4	100	40	1-5	12,5	55	да		После сверления 4-го отверстия произошло заклинивание сверла при отводе.
								100	45	1-5	12,5	50			
								100	40	1-5	13,3	58-60			
								100	50	1-5	13,3	55			
							100	25	3-5	12,5	50				
							100	30	3-5	13,3	55				
		2683,1	нет	100	20		3-5	13,3	55						
				100	40		1-5	13-14	55-60						
2	147 Вишанская	27.01 – 14.02.2014	19	el-zd, карбонаты	2608	32	2	-	-	-	-	-	-	Заклинивание компоновки в положении сверления.	
					2590	30		-	-	-	-				
3	101 Славанская	22.02 – 21.03.2014	28	el-zd, карбонаты	3566	18	4	100	53	2-6	12,5	52,5	да	Во время работы выполнялся ремонт насоса высокого давления.	
								55	63	1-3	12-13	52-58			
								100	32	2-6	12,5	50-51			
								30	30	2-5	12,5	49-51			
4	4 Чистолужская	24.03 – 08.04.14	1	st, песчаники	2515,5	7	4	100	29	2-6	12,5	64	да	-	
								100	23	3-6	12,5	63			
								100	20	6	12,5	61			
								24	5	12,5	60				
5	194 Ю.-Осташковичская	08.04 – 21.05.2014	43	ps, песчаники	3396	10	4	100	100	1	12,1	65	да	Нестабильная работа насоса в связи с низким качеством очистки рабочей жидкости.	
								83	83	1	12,5	67			
								12	12	1	13,5	65			
								30	30	1	13,5	65			
								100	140	0,7	12,8	65			
					3330,2			да	75	120	0,7	11,4	68		
									100	130	0,7	13,1	65		
									100	120	0,7	13,1	63		
					3316,2			да	100	160	0,6	12,4	60		
									95	10	7-10	12,4	55		
									100	120	0,8	12,4	60		
									100	100	1	14,5	55		
									83	120	0,7	13,4	60		
3313	3	да	83	120	0,7	14,4	60								
120		0,7	15,4	60											



Окончание таблицы 2

6	80 Барсуковская	24.11 – 16.12.2014	21	In-st, песчаники	3305,4	1,3	4	100	20	3–6	12–15	55–60	нет	
								100	25	3–6	12–15	55–60		
								100	22	3–6	12–15	55–60		
								100	24	3–6	12–15	55–60		
	3296	1,2	3	100	18	3–6	12	70	нет	4-е отверстие не просверлено. Подклинивание привода подачи сверла.				
				100	20	3–6	12	70						
					20	3–6	12	70						
					20	3–6	12	70						

В результате работ, выполненных на действующей скважине № 80 Барсуковского месторождения, на которой была создана сеть из 7 каналов фильтрации длиной по 100 м на двух уровнях (3296 м и 3305,4 м) (табл. 2) дебит нефти увеличился с 5 до 19–23 т/сут. (рис. 5).

В ходе выполнения опытно-промышленовых испытаний была подтверждена возможность:

- создания глубокопроникающих каналов фильтрации с их протяженностью до 100 м на глубинах до 3500 м в эксплуатационной колонне группы прочности Р-110 диаметром 140 мм;
- создания сети из 16 глубокопроникающих каналов фильтрации (по четыре канала на четырех уровнях);
- гидромониторного размыва каналов фильтрации в терригенном и карбонатном коллекторах;

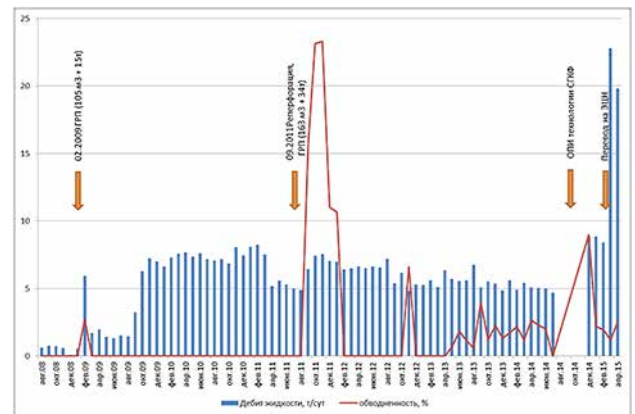


Рисунок 5 – Динамика работы скважины № 80 Барсуковского месторождения

- выполнения работ при зенитном угле в интервале установки компоновки до 20,5°, а на участке спуска внутрискважинной компоновки – до 38° с интенсивностью набора угла скважины до 6,1° на 10 м;
- увеличения дебита добывающих скважин до 4–5 раз. ■