



**А.В. Серебренников**  
канд. техн. наук  
ПО «Белоруснефть»  
первый заместитель директора  
– главный инженер  
A.Serebrennikov@beloil.by



**П.П. Повжик**  
канд. техн. наук  
ПО «Белоруснефть»  
заместитель директора по  
нефтепромысловой  
геологии и разработке  
месторождений  
povzhik@beloil.by



**Н.А. Демьяненко**  
канд. техн. наук  
ПО «Белоруснефть»  
ведущий научный  
сотрудник отдела  
развития инновационных  
технологий  
n.demyanenko@beloil.by



**И.В. Жук**  
ПО «Белоруснефть»  
ведущий геолог по  
разработке  
лаборатории  
разработки  
месторождений нефти  
и газа  
i.zhuk@beloil.by

# Опыт освоения трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов углеводородов в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»: проблемы и перспективы развития

1. РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» БелНИПИнефть. Республика Беларусь, 246003, Гомель, ул. Книжная, 156.

*Залежи нефтяных месторождений Республики Беларусь имеют очень широкий спектр геолого-физических свойств пород-коллекторов. В ряде случаев традиционные технологии разработки не приносят существенного увеличения добычи нефти, а наоборот, усугубляют ситуацию, снижая ее. В связи с этим для таких залежей разработаны и внедряются нетрадиционные технологии разработки.*

**Ключевые слова:** разработка; технология периодических отборов закачек; повышение нефтеотдачи; циклическое воздействие; снижение обводненности; дополнительная добыча нефти

**Р**есурсная база углеводородов Республики Беларусь приурочена к Припятскому прогибу, в пределах которого открыто 81 месторождение нефти и газоконденсата (более 250 залежей). Наиболее крупные месторождения нефти уже вступили в завершающую стадию разработки и характеризуются высокой степенью обводненности продукции и выработки запасов. Надо полагать, что обводненность продукции будет возрастать при дальнейшей их разработке, что еще более осложнит ситуацию с выработкой оставшихся запасов.

На текущий момент уже отобрано около 80% от суммарных извлекаемых запасов Припятского прогиба, при этом около 70% остаточных извлекаемых запасов относится к категории трудноизвлекаемых по критериям проницаемости и обводненности добываемой продукции.

При современных условиях разработки в недрах нефтяных месторождений остается значительное количество нефти. Средний достигнутый коэффициент извлечения нефти в регионе не превышает 30%, в мире колеблется в пределах 20–50%. Таким образом, более половины разведанных запасов с развитой инфраструктурой остаются невыработанными. В то же самое время при увеличении КИН на 10–15% по отношению к проектному прирост извлекаемых запасов по региону может составить более 20–40 млн т нефти. И это уже в освоенном нефтегазоносном районе с развитой инфраструктурой, где не требуются дополнительные инвестиции.

Все это вынуждает более целенаправленно работать с открытыми и обустроенными месторождениями Припятского прогиба и оставшимися в залежах запасами, искать новые способы повышения полноты их освоения. Так как крупные месторождения в рассматриваемом регионе уже открыты, степень изученности Припятского прогиба высока и на открытие нефтяных резервуаров с большими запасами полагаться уже не приходится, а новые открываемые залежи характеризуются незначительными запасами и малорентабельной или вовсе нерентабельной разработкой, то поиск мест локализации остаточных активных запасов, новых технологий освоения трудноизвлекаемых запасов и интенсификации добычи на открытых месторождениях имеет значимый промышленный интерес.

Компания РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» имеет 50-летний

опыт разработки сложнопостроенных карбонатных коллекторов, характеризующихся высокой степенью неоднородности. В карбонатных коллекторах сосредоточено более 90% ресурсной базы предприятия. Накоплен значительный опыт по проектированию, разбуриванию, освоению и интенсификации добычи нефти из таких отложений. Сформированы современные подходы к обработке и интерпретации сейсмического материала, выделению коллекторов, построению геологических моделей с учетом значительной неоднородности и расчлененности разрезов. Разработаны методики по управлению процессом разработки и заводнению трещиноватых карбонатных коллекторов. На лабораторной базе, оснащенной современными приборами и оборудованием, апробирована целая линейка химических реагентов для бурения скважин, повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи.

Очевидно, что разведанных извлекаемых запасов нефти осталось немного, ведется их интенсивная выработка. Поэтому вполне понятно стремление наращивать эти запасы за счет открытия новых месторождений углеводородов, а также путем внедрения новых инновационных технологий по повышению нефтеотдачи истощенных залежей.

Для активизации выработки подобных залежей применяются такие общеизвестные технологии, как бурение вторых (боковых) стволов, горизонтальных, разветвленных и многозбойных скважин с ГРП и многозонными ГРП, кислотные ГРП, ПНП и ряд других технологий. Опыт БелНИПИнефть показывает, что в процессе разработки нефтяных месторождений изменяются геолого-физические свойства пород коллекторов (нефтенасыщенность, фазовые проницаемости, работающие толщины и др.). Поэтому поддержание высоких темпов добычи нефти и достижение проектных КИН требует постоянной разработки и внедрения все более совершенных и эффективных методов воздействия на продуктивные пласты и призабойную зону скважин, соответствующих изменившимся геолого-физическим свойствам залежей.

Следует отметить, что залежи нефтяных месторождений Республики Беларусь имеют очень широкий спектр геолого-физических свойств пород-коллекторов. По основной массе залежей отсутствует влияние законтурной области, поэтому разработка залежей ведется с поддержанием пластового давления. В ряде случаев традиционные технологии разработки не приносят существенного увеличения

Месторождение	Залежь	Дополнительная добыча нефти, т						ИТОГО:
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Тишковское	vr вст.	2700	2762	3437	2639	3039	4158	18 735
В-Первомайское	sm I бл.	1224	2926	7612	7386	7114	6500	32 762
В-Первомайское	sm IV бл.	1570	1494	1537	2069	2303	1873	10 846
Озерщинское	sm вст.	–	–	2239	1771	2569	2337	8916
Зуевское	sm	–	–	1407	1510	1624	1460	6001
Золотухинское	vr	–	–	–	5123	5442	5404	15 969
ИТОГО:		5494	7182	16 232	20 498	22 091	21 732	93 229

**Таблица 1.**  
Дополнительная добыча нефти за счет внедрения технологии периодических отборов закачек

добычи нефти, а наоборот, усугубляют ситуацию, снижая ее. Так, для ряда залежей характерна весьма высокая неоднородность разреза, сложность порового пространства карбонатных коллекторов и наличие в разрезах скважин так называемых «суперколлекторов», которые способствуют, при традиционных подходах к разработке, прорывам закачиваемой воды к забоям добывающих скважин. Для решения этой проблемы нами предложена технология разработки месторождений [1, 2], позволяющая значительно увеличивать безводный период работы добывающих скважин.

Технология основана на периодической во времени закачке воды и отборе пластового флюида. Суть ее в следующем. На начальной стадии залежь с наличием «суперколлекторов» разрабатывается на естественном режиме. После снижения пластового давления до определенного предела добывающий фонд останавливают и запускают в работу нагнетательные скважины, поднимая давление в залежи до уровня порядка 0,8 от начального пластового давления. После получения в зоне отбора необходимого пластового давления работу нагнетательного фонда прекращают и ожидают выравнивания давления между зоной нагнетания и зоной отборов, низкопроницаемыми и высокопроницаемыми разностями пород-коллекторов, между трещинами и матрицей. Периоды восстановления и выравнивания давления определяют по результатам гидродинамических исследований путем расчета интенсивности обмена между трещинами и матрицей породы. После выравнивания давления в залежи запускают в работу добывающий фонд скважин. Таким образом, чередуя периоды отбора и закачки, предотвращают большие перепады давления

между зонами нагнетания и отборов и преждевременные прорывы закачиваемой воды по интервалам пород с «суперколлекторами».

Практика показывает, что такой режим разработки залежей с весьма неоднородными фильтрационными свойствами пород-коллекторов в ряде случаев является единственно возможным для достижения высокого коэффициента нефтеотдачи. Выбор оптимальных значений минимального и максимального пластового давления, периодов отбора, нагнетания и остановок для выравнивания пластового давления осуществляется путем гидродинамического моделирования. Расчеты на гидродинамических моделях показывают, что предложенная технология разработки на залежах с «суперколлекторами» позволяет увеличивать коэффициент извлечения нефти на 15% по сравнению с традиционной технологией при постоянных отборах пластового флюида и закачке вытесняющего агента. Кроме того, технология позволяет интенсифицировать добычу нефти, увеличивая годовые уровни добычи. Эта технология внедряется с 2004 г. и на текущий момент внедрена на 6 залежах (*табл. 1*). На конец 2015 г. дополнительная добыча нефти с ее использованием составила порядка 115,059 тыс. т. Сопоставление значений добычи показывает, что разработка месторождений по предложенной технологии позволила, с одной стороны, на 30% увеличить годовые отборы нефти из приведенных в *табл. 1* залежей, а с другой – снизить интенсивность нарастания обводненности добываемой продукции.

В связи с появлением в последние годы в нефтедобыче такого технологического инструмента, как станции управления работой электроцентробежного насоса (ЭЦН) с частотным приводом, нами предложено опробо-

вать технологию циклического воздействия на залежи, включающую в себя комплекс мероприятий по работе с системой «пласт – скважина», направленных на наиболее полное вовлечение в разработку остаточных извлекаемых запасов нефти, сосредоточенных в заводненных зонах пласта.

Основными компонентами технологии являются:

- воздействие на прискважинную зону добывающих скважин путем изменения параметров работы электроцентробежного насоса с помощью регулирования частоты переменного тока, подаваемого на электродвигатель;

- воздействие на удаленную зону пласта путем закачки потокоотклоняющих реагентов в нагнетательные скважины;

- периодическое изменения компенсации отборов жидкости закачкой.

Воздействие на прискважинную зону добывающих скважин путем изменения параметров работы ЭЦН позволяет, с одной стороны, выбрать наиболее оптимальную депрессию на пласт, при которой в работу включаются нефтенасыщенные интервалы, снижается обводненность добываемой продукции и увеличивается дебит по нефти, а с другой стороны, не останавливая добычу нефти, провести гидродинамические исследования (ГДИ) пласта и оценить его текущие фильтрационные характеристики [3, 4]. На **рис. 1** в качестве примера приведены результаты ГДИ пласта на скв. 98 Речицкого месторождения. Как видно из **рис. 1**, при базовой частоте подаваемого на двигатель ЭЦН тока 50 Гц скважина работала с дебитом по нефти 3,9 м<sup>3</sup>/сут. и по жидкости – 112 м<sup>3</sup>/сут. при обводненности добываемой продукции 96,5%. Путем изменения частоты тока, подаваемого на двигатель ЭЦН, изменяли дебиты жидкости и, соответственно, депрессию на пласт. Скважину отработали на девяти достаточно продолжительных и устойчивых режимах работы, которые отражены на диаграмме работы скважины (**рис. 1**). На диаграмме работы скважины четко видно, что при изменении частоты тока, подаваемого на двигатель ЭЦН, меняются дебит жидкости и обводненность добываемой продукции. В частности, по скв. 98 Речицкой минимальная обводненность добываемой продукции, равная 90–91%, отслеживается при частоте тока, подаваемого на двигатель ЭЦН, равной 55 Гц и дебите по жидкости 130 м<sup>3</sup>/сут. При этом дебит по нефти составляет 11,7–13,0 м<sup>3</sup>/сут. По результатам исследований получены индикаторная диаграмма, кривая восстановления давления,

значение пластового давления и фильтрационные параметры пласта.

При реализации данной технологии осуществляется комплексное воздействие на пласт как со стороны добывающих скважин путем подбора оптимальных режимов их эксплуатации, так и со стороны нагнетательных скважин путем закачки в них потокоотклоняющих композиций и изменения компенсации отбора закачкой.

Опытно-промысловые работы по опробованию технологии выполнены на участках подсолевой залежи Вишанского месторождения и IV пачки задонского горизонта Речицкого месторождения. Весь комплекс работ включал 5 этапов, состоящих из:

- подбора оптимальных режимов работы добывающих скважин путем изменения частоты тока, подаваемого на ЭЦН;

- увеличения текущей компенсации отбора закачкой;

- закачки потокоотклоняющих композиций;

- отбора пластового флюида при сниженной текущей компенсации;

- стабилизации работы добывающего и нагнетательного фонда с выходом на базовую компенсацию отборов закачкой.

В настоящее время эффект от циклического воздействия составил 2000 т дополнительно добытой нефти по подсолевой залежи Вишанского и 4200 т по задонской залежи (IV п.) Речицкого месторождений. Для расширения внедрения данной технологии разработана и реализуется программа ее опробования на семилукской залежи Тишковского месторождения.

В процессе разработки месторождений с несколькими стягивающими рядами добывающих скважин формируется фильтрационная система, характеризующаяся высокими фильтрационными характеристиками отдельных зон фильтрационных каналов. Негативным фактором в данной ситуации является то, что после выбытия из разработки из-за высокой степени обводнения добываемой продукции какой-то из скважин первого ряда в какой-то из зон залежи по сформированной в направлении этой скважины системе фильтрационных каналов в этой зоне начинают интенсивно обводняться последующие ряды добывающих скважин. В этом случае для снижения нарастания обводненности продукции скважин этой зоны, достижения запланированного коэффициента извлечения нефти (КИН) необходимо применение эффективных потокоотклоняющих технологий. Для

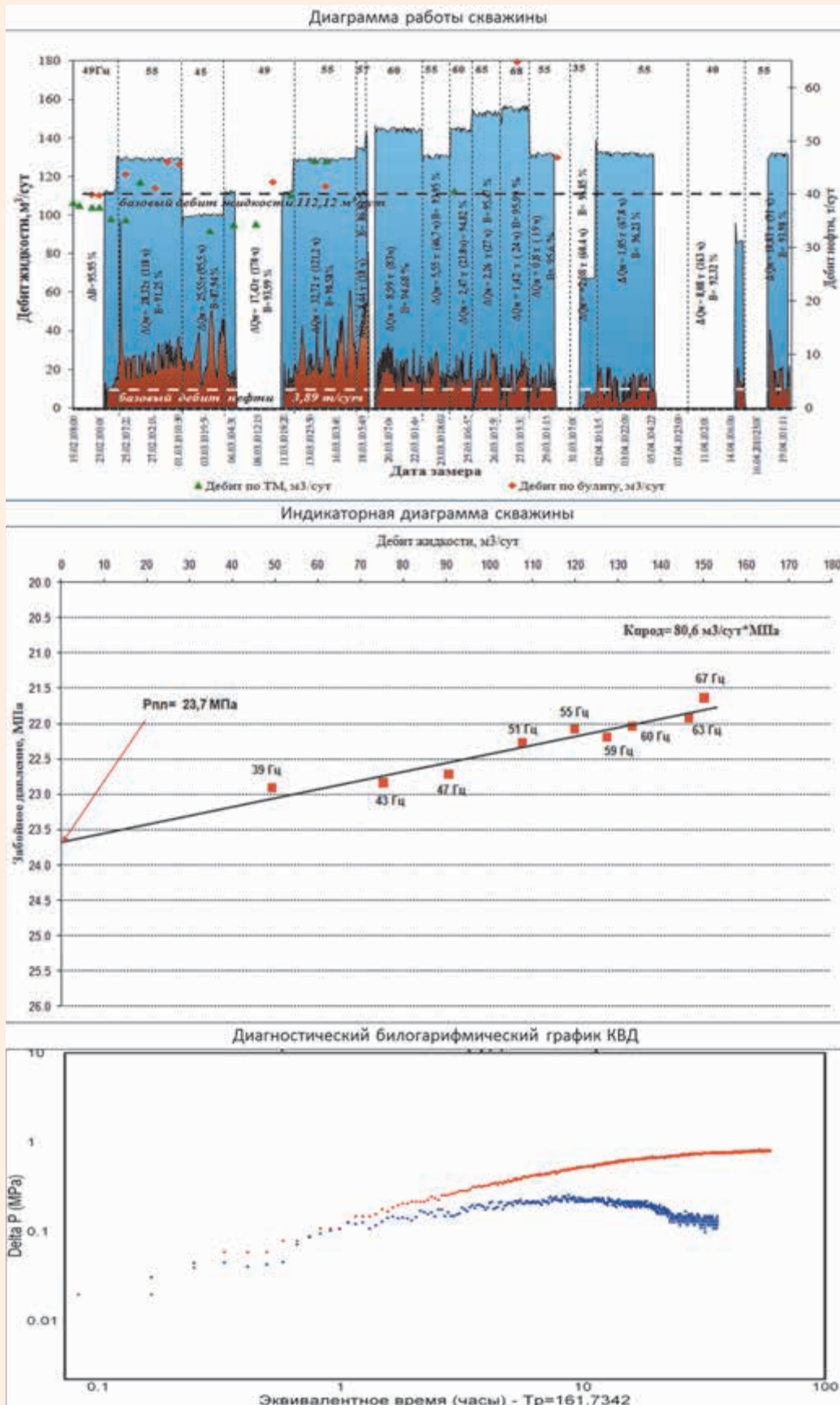
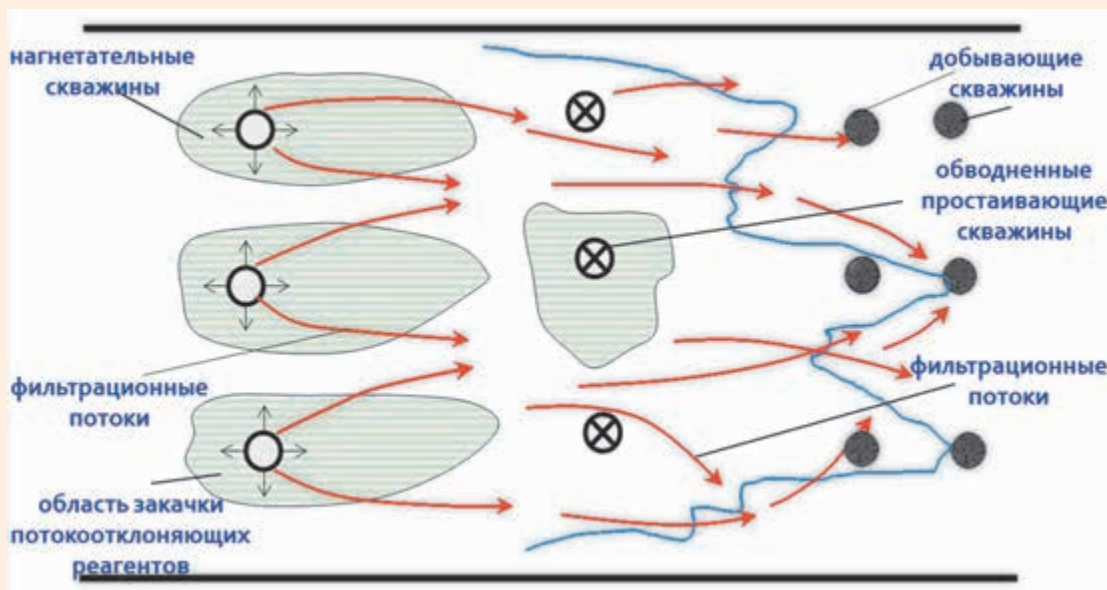


Рис. 1. ГДИ пласта с применением станции управления с частотным преобразователем на скв. 98 Рецицкого месторождения



**Рис. 2.**  
Схема широкоохватного ПНП

таких условий нами разработана технология широкоохватного повышения нефтеотдачи пласта (ШПНП).

Технология ШПНП подразумевает закачку потокоотклоняющих композиций как в нагнетательные, так и простаивающие, остановленные по причине предельной обводненности добывающие скважины [5, 6]. Простаивающие добывающие скважины, в которые необходимо осуществлять закачку потокоотклоняющих композиций, объемы и виды композиций определяют по материалам трассерных исследований. При широкоохватном воздействии на пласт (широкоохватном ПНП) создается несколько рубежей перераспределения фильтрационных потоков в полнопромытых, высокопроницаемых зонах пласта (рис. 2).

Результатом внедрения данной технологии является увеличение охвата залежи вытеснением как по площади, так и по разрезу, не только со стороны нагнетательных скважин, но и в зонах простаивающих добывающих скважин и вовлечение в разработку дополнительных участков и нефтенасыщенных мощностей, ранее не охваченных воздействием.

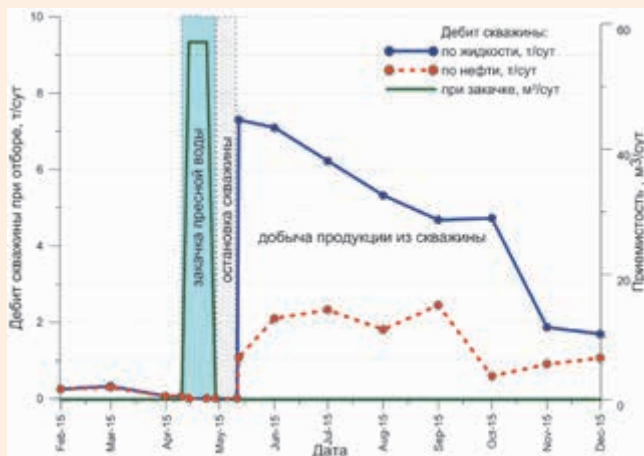
С 2007 г. по 2014 г. работы по технологии ШПНП проводились на Дубровском (el), Золотухинском (sm, vt), Тишковском (sm), Вишанском (п/с), Березинском (zd Пбл), В-Первомайском (sm Пбл), Осташковичском (zd) месторождениях. За этот период в обрабатываемые нагнетательные простаиваю-

щие добывающие скважины было закачено 127 150 м<sup>3</sup> потокоотклоняющих композиций, преимущественно на основе растворов сшитых полиакриламидов. Дополнительная добыча нефти от проведенных работ составила 31 119 т (табл. 2). В среднем эффективность работ составила 0,25 т дополнительно добытой нефти на 1 м<sup>3</sup> закачанной в пласт композиции. Наибольший эффект получен на Вишанском (п/с) и Осташковичском (zd) месторождениях (соответственно, 12 542 и 10 799 т дополнительно добытой нефти).

В последние годы в РУП «ПО «Белоруснефть» поисково-разведочными работами открываются, в основном, небольшие по запасам месторождения. На текущий момент их доля составляет около 45% от суммарного количества открытых месторождений, причем обеспечивают они лишь 10% годовой добычи нефти. Последнее связано со сложным геологическим строением залежей на этих месторождениях и низкими фильтрационными свойствами пород-коллекторов. Среди них выделяется группа из более чем 50 небольших месторождений. На этих месторождениях одиночными скважинами вскрыто 115 залежей. Геологические запасы нефти в этих залежах, как правило, не превышают 200–300 тыс. т. В связи с этим разбуривание таких залежей дополнительным фондом скважин экономически нецелесообразно. Для таких залежей характерно отсутствие влияния законтурной области. Поэтому разработка их ведется на упруго замкнутом режиме до полного истощения пластовой энергии. При этом коэффициент извлечения нефти не превышает 10–15%. Следует отметить, что суммарные геологиче-

Месторождение	Залежь	Обрабатываемые скважины		Композиция	Объем закачки,										Длит. расчета эффекта, мес.		
		Дата проведения работ	Нагнетательные		простаивающе добывающие	м <sup>3</sup>	2007 г	2008 г	2009 г	2010 г	2011 г	2012 г	2013 г	2014 г		всего	
Дубровское	el	04.06–10.07.2013	20, 35	3	AN-125 и ацетат хрома	2800								899	198	1097	11
		12.05–04.07.2014	20, 35	3, 8	AN-125 и ацетат хрома	3140								743	743	743	7
Золотухинское	sm	19–25.04, 16.09– 02.11. 2007	11, 24, 28, 70, 90, 119	116	ВПРГ и жидкое стекло ОВП-1 и жидкое стекло Alcoflood-955 и жидкое стекло TR-1516 и жидкое стекло	16740	1385	333								1718	12
		24.10–14.12.2012	64, 76	110	AN-125 и ацетат хрома AN-125, ацетат хрома и глинопорошок раствор Culminal MC 2000S	2600					70					70	1
	vr	04.07–30.08.2014	64, 76	110	Гидросиликат с САК	2660							24	24	24	24	3
Тишковское	sm	12–24.10, 19– 30.11.2012		91, 122, 127	AN-125 и ацетат хрома AN-125, ацетат хрома и глинопорошок гидросиликат натрия и СФК	2540							300		300	11	
Вишанское	п/с	03.03–04.05, 29.08–25.10.2009	26, 30, 37, 44, 60, 142, 34, 36, 70, 19, 9502	42, 121	TR-1516 и ацетат хрома FP-307 и ацетат хрома	7715			3857	920						4777	12
		17.04–20.07.2010		26, 119, 121, 42, 102, 34	FP-307 и ацетат хрома	5440				1066					1066	7	
		15.12.2012–15.03, 12.04–04.06.2013	5402, 142, 36, 70, 34, 37, 44	121, 26, 102, 119, 60	FP-307 и ацетат хрома FP-307, ацетат хрома и глинопорошок	16420						2922	726		3648	17	
		10.04–05.08.2014	5402, 142	121, 26, 102s2, 60, 119	FP-307 и ацетат хрома	12300							3051		3051	7	
Березинское	zd III бл	10.08–08.09.2007	103, 109, 117	8, 136	ОВП-1 и жидкое стекло TR-1516 и жидкое стекло	2450	302	377								679	10
		18–22.07, 26.09– 21.10.2008	103, 109, 117	129, 131, 136	TR-1516 и ацетат хрома	4860		75	447						522	10	
		17.06–27.07, 29.08–18.09.2009	102, 103, 109, 117	129, 131, 136, 8	Жидкое стекло FP-307 и ацетат хрома	2900			163	38					201	6	
		02.08–14.12.2010	102, 103, 109, 117	8, 129, 131	AN-125 и ацетат хрома FP-307 и ацетат хрома	8220				495	1758	136			2389	17	
В-Лерво- майское	sm II бл	16.09–09.10.2014	54	74	Раствор СК-Б и HCl	1640									35	3	
Осташковичское	zd	26.09.2007 – 21.06.2008	37, 44, 20, 24, 141, 25, 29, 83, 84, 43, 39	71s2, 73	Alcoflood-955 и ацетат хрома TR-1516 и ацетат хрома	33125	802	9870							10672	15	
		24.03–10.04.2014		100	FP-307 и ацетат хрома	1600							127		127	8	
<b>Суммарная доп. добыча за счет ШПНП</b>						<b>127150</b>	<b>2489</b>	<b>10655</b>	<b>4467</b>	<b>2519</b>	<b>1758</b>	<b>206</b>	<b>4121</b>	<b>4904</b>	<b>31119</b>		

**Таблица 2.**  
Эффективности технологии ШПНП на месторождениях РУП  
«Производственное объединение «Белоруснефть»



**Рис. 3.**  
Динамика работы скв. 17 Березинского месторождения до и после проведения опытно-промысловых работ

ские запасы нефти категорий  $C_1 + C_2$  по этим залежам составляют более 52 млн т, т.е. в этих залежах сосредоточены достаточно большие ресурсы УВС. В условиях дефицита ресурсной базы углеводородов в РУП «ПО «Белоруснефть» увеличение нефтеотдачи по этим залежам до 30–45% позволит дополнительно суммарно добыть до 10–15 млн т нефти.

Для повышения конечного КИН таких залежей до 30–45% нами предложен ряд технологий. Так, для засоленных низкопроницаемых залежей, поровое пространство пород-коллекторов у которых частично залечено катагенетическими минералами (галитом, кальцитом, ангидритом), предложено для повышения проницаемости и увеличения нефтеотдачи вести периодическую обработку скважин путем нагнетания в пласт подкисленной пресной или слабо минерализованной воды [7]. Опытно-промысловые работы, выполненные на скв. 17 Березинского месторождения, показали эффективность данной технологии. После закачки в межслоевую залежь 800 м<sup>3</sup> пресной воды и выдержки на растворение катагенетических минералов в течение 10 суток, скважину запустили в эксплуатацию. До обработки пласта пресной водой скважина работала периодически с добычей 5–9 т нефти в месяц. После обработки ее перевели в постоянный режим эксплуатации с дебитом по жидкости 5–7 т/сут. и по нефти – 2–2,5 т/сут. (рис. 3). На текущий момент за счет выполненного мероприятия дополнительная добыча нефти получена в объеме 346 т, эффект продолжается.

Для разработки неоднородных, изолированных, литологически экранированных неф-

тенасыщенных линз предложен также способ увеличения коэффициента охвата пласта вытеснением путем разобщения линзы на прикровельную и приподошвенную части цементным мостом или пакером. Затем, нагнетая воду в приподошвенную часть линзы, организывают отбор нефти из ее прикровельной части [8]. Для опробования данной технологии планируется подготовить и реализовать программу опытно-промысловых работ.

Сейчас проводятся работы по обоснованию разработки глубоко залегающих, изолированных, литологически экранированных залежей на режиме предельного истощения, при котором пластовое давление в пластах будет снижаться до 1,5–2,5 МПа. На эту технологию подготовлена заявка на изобретение и подана в Евразийское патентное ведомство [9]. Для опробования технологии выбрана лебедянская залежь Хуторского месторождения и готовится программа опытно-промысловых испытаний, которую планируется реализовать в 2016 г.

Для увеличения рентабельности добычи нефти из низко- и весьма низкопроницаемых пластов специалистами БелНИПИнефть разработаны оборудование и технология, позволяющие значительно увеличивать площадь фильтрации, создавая в низкопроницаемых разностях коллекторов протяженные каналы фильтрации в скважинах с эксплуатационной колонной из стали до группы прочности Р110 и диаметром 140, 146, и 168 мм, на глубинах до 4000 м. Кроме того, обязательным условием при проектировании оборудования являлась возможность ориентации направления сверления и управления процессом сверления эксплуатационной колонны и получение инструментального подтверждения факта получения отверстий в ней.

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

- в скважину на колонне свинчиваемых труб на заданную глубину спускается сверлящая компоновка с отклоняющим башмаком и фиксируется с помощью двухстороннего механического якоря;
- выполняются геофизические работы по определению азимутального положения сверла;
- производится поворот сверла в заданное азимутальное направление для сверления первого отверстия;
- выполняется сверление первого отверстия в эксплуатационной колонне с регистра-



цией параметров сверления (отображаются на мониторе компьютера в виде графика и в цифровом виде накапливаются в базу данных);

– выполняется отвод сверла в исходное положение;

– производится поворот на заданный угол и сверление последующих отверстий;

– после сверления необходимого количества отверстий производится совмещение выхода 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 70–80 МПа рабочая жидкость и производится формирование канала фильтрации длиной до 100 м (направление размыва нерегулируемое);

– насадка выводится из созданного канала в направляющий башмак;

– производится поворот и совмещение выходного канала башмака со следующим просверленным отверстием;

– выполняется размыв последующих каналов.

При необходимости после формирования системы протяженных каналов фильтрации в одной плоскости (в одном интервале пласта) вся компоновка с колонной НКТ и якорем перемещается внутри обсадной колонны в пределах продуктивного пласта, и устанавливается на другой заданной глубине для формирования второго уровня сети каналов фильтрации. На одном уровне в разных направлениях выполняется до 4–6 радиальных каналов под углом 90° к стволу скважины. Количество уровней создания сети каналов, количество каналов на каждом уровне и их направления определяются исходя из геологических особенностей пласта.

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 и закрепляемого на ней с помощью специально разработанных кожухов-протекторов.

Блок управления внутрискважинной компоновки позволяет регистрировать в режиме реального времени и записывать на жесткий диск:

– температуру в зоне блока электроники;  
– величину выдвижения сверла;  
– ток, потребляемый двигателями привода сверла, перемещения сверла, поворота компоновки.

Оператор управляет с рабочего места:

– подводом/отводом сверла;  
– допустимой нагрузкой на сверло;  
– направлением сверления;  
– включением/выключением 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;

– направляющего желоба;

– комплекта противовибросового оборудования;

– комплекта ЗИП.

Технология и оборудование зарегистрированы в Государственном реестре Республики Беларусь товарных знаков под товарным знаком «СКИФ» (система каналов, интенсифицирующих фильтрацию) [10].

На 1 апреля 2016 г. технология «СКИФ» создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации внедрена на 12 скважинах (*табл. 3*). Работы выполнялись как в карбонатных межсолевом елецко-задонском (el-zd), воронежском (vt), подсолевом (подсоль) комплексах пород, так и в терригенных ланско-старооскольском (ln-st) и старооскольском (st) комплексах пород. Успешность работ составляет 75%. Все работы выполнены в низкопроницаемых и весьма низкопроницаемых пластах с проницаемостью в пределах от 0,0001 до 0,015 мкм. Основная причина отсутствия эффекта – блокирование рабочей жидкостью на водной основе низкопроницаемых разностей пород-коллекторов, образование вокруг созданного канала фильтрации водонасыщенной зоны, снижающей частично или полностью фазовую проницаемость для нефти. После того, как в качестве рабочей жидкости начали применять дизельное топливо (скв. 72 – Мармовичская, 31, 53 – С-Домановичская, 212, 249 – Речицкая) эффективность работ повысилась. По всем перечисленным скважинам получен прирост дебита по нефти, а выход скважин в режим сократился с 1–2 месяцев при использовании в качестве размывающей жидкости воды до 5–10 дней при работе на дизельном топливе (*табл. 3*).

№ п/п	№ скв., месторожд.	Интервал перфорации, м	Горизонт	Кол-во урв-ней	Кол-во кана-лов	Длина каналов, м	Параметры работы скважин						Доп. добыча, т	Примечания
							До работ			После работ				
							Q, т/сут	% воды	Q, т/сут	Q, т/сут	% воды	Q, т/сут		
1	76 Вишанская	2661-2696 2710-2715 2730-2746	el-zd	3	10	100	0,04	0,04	0	0,9	0,76	15	218	Эффект закончился. Длительность эффекта 6 месяцев. Выход на режим 58 сут.
2	101 Славянская	3546-3569	el-zd	1	4	55-100	1,7	1,7	2	3,5	3,4	2,8	771	Выход на режим 32 сут. Эффект продолжается.
3	4 Чистолужская	2514-2527	st	1	4	100	0,03	0,03	0	0,32	0,32	16,7	9	Отрабатывалась автовывозом 1 раз.
4	194 Ю-Осташковичская	3308-3318 3329-3335 3378-3401	Под-соль	4	15	12-100	2,0	2,0	0	0,03	0,03	0	-	Скважина переведена в бездействие с 01.01.2015г.
5	80 Баруковская	3294-3309	In-st	2	7	100	6,0	5,9	1,6	27,2	27,2	0	5310	Выход на режим 52 сут. Эффект продолжается.
6	38 Речицкая	2116-2170	zd VIII-IX п	3	12	55-100	5,5	4,6	16,4	5	4,3	14,6	-	Эффект отсутствует
7	233 Речицкая	2650-2659 2666-2674	vr	3	12	100	2,2	1,6	27,3	1,0	0,9	6,5	-	Эффект отсутствует
8	72 Мармовичская	2910-2912 2915-2916 2920-2933	el-zd, II бл.	3	12	100	3,8	1,6	57,9	4,6	4,5	1,6	355	Выход на режим 7 сут. Эффект продолжается.
9	31 С-Домано-вичская	2260-2270 2298-2321 2345-2355	zd, II бл.	3	12	100	1,3	1,1	15	3,7	3,6	4,4	121	Выход на режим 7 сут. Эффект продолжается
10	53 С-Домано-вичская	2735-2739 2752-2833 2882,2-2904,3 2917,5-2923,1 2934,6-2940	zd (ton)	8	16	51-100	5,9	5,8	2,5	19,8	19,8	0	1068	Выход на режим 5 суток. Эффект продолжается.
11	212 Речицкая	2663-2695	In-st	3	12	100	2,77	2,67	3,77	4,0	3,9	2,5	108	Выход на режим 7 суток. Эффект продолжается.
12	249 Речицкая	2506-2512 2530-2532	Vr, II п	2	6	100	3,3	3,3	0	6,9	6,3	8,0	95	Выход на режим 10 суток.
13	91 Баруковская	3163-3178 3186-3189 3192-3196 3212-3216 3260-3280	In-st	5	20	100	6,0	6,0	0					Работы выполняются в текущий момент.
ИТОГО													8055	

Таблица 3.  
Эффективность технологии создания СКФ РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» на 1 апреля 2016 г.

В ходе внедрения технологии «СКИФ» была подтверждена возможность:

- создания системы глубокопроникающих каналов фильтрации при глубинах скважин до 4000 м в эксплуатационной колонне группы прочности Р-110 диаметром 140, 146 мм;

- создания сети из 16 глубокопроникающих каналов фильтрации (по 2–4 канала на одном уровне);

- гидромониторного размыва и получения эффекта как в терригенном, так и карбонатном коллекторе;

- выполнения работ при зенитном угле в интервале продуктивного пласта до 90° и интенсивностью набора угла скважины до 2,5° на 10 м.

Как показывает анализ геологического строения рассматриваемых залежей с ограниченными запасами углеводородов и вскрытых одиночными скважинами, они весьма неоднородны и значительно отличаются друг от друга по своему строению, а их геолого-физические свойства изменяются в широких пределах. На наш взгляд, необходимо провести классификацию этих залежей по геологическому строению и геолого-физическим свойствам и для каждого класса залежей разработать свои подходы и технологии разработки, которые позволили бы достичь максимальных КИН и получить из них максимальные объемы добычи нефти. В условиях дефицита ресурсной базы разработка и опробование технологий активной разработки малых залежей позволит создать резерв ресурса для восполнения невозвратных потерь в добыче нефти на старых месторождениях. В связи с этим в 2017–2019 гг. планируется выполнить НИР по разработке и отработке на опытно-промышленных работах технологических приемов активизации выработки запасов и повышения КИН на малых залежах.

Только широкое внедрение в практику разработки нефтяных месторождений традиционных и специальных технологий, созданных с учетом особенностей геологического строения и геолого-физических свойств пластов, в условиях дефицита ресурсной базы позволит РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» поддерживать добычу нефти на достигнутом уровне.

Наряду с указанными путями увеличения потенциала добычи нефти и повышения проектных КИН в Беларуси существует еще одно направление возможной дополнительной добычи углеводородов – освоение низко- и сверх низкопроницаемых нефтегазонасыщенных, так называемых нетрадиционных

коллекторов, которые пока остаются малоизученными, а содержащиеся в них углеводороды – неучтенными.

Традиционные природные резервуары, сложенные породами-коллекторами с кондиционными емкостно-фильтрационными свойствами, обеспечивающими извлечение из них углеводородов с помощью относительно простых, широко распространенных технологий, имеют довольно ограниченное распространение и занимают лишь небольшую долю в суммарном объеме осадочных пород прогиба. Вместе с тем в недрах Припятского прогиба присутствуют разнотипные весьма низкопроницаемые коллекторы, суммарный объем которых несравнимо больше, чем суммарный объем коллекторов. Они характеризуются худшими емкостно-фильтрационными свойствами, чем коллекторы, и для извлечения углеводородов из них требуются особые, интенсивные технологии воздействия и разработки.

Опыт добычи «сланцевой» нефти и «сланцевого» газа из глинистых и плотных резервуаров США, называемых в западной литературе *shale-tight reservoirs*, показал, что в настоящее время существуют передовые технологии выявления, разведки и разработки, по крайней мере, хоть какой-то части таких низкопроницаемых пород, полуколлекторов. Это обстоятельство заставило более пристально изучать возможности добычи нефти и газа в Беларуси из нетрадиционных отложений.

Доводом в пользу изучения нетрадиционных резервуаров может служить также то обстоятельство, что по мере их исследования и в процессе реализации целенаправленных работ по поискам нетрадиционных скоплений углеводородов будут попутно выявлены новые традиционные залежи.


В Беларуси в последние годы проявляется значительный интерес к перспективам поисков *tight reservoirs*. Разработка низко- и сверх низкопроницаемых коллекторов месторождений Беларуси – это резерв добычи углеводородов для компании.

Среди объектов, представляющих интерес для поисков и разведки нетрадиционных скоплений углеводородов, рассматриваются разрабатываемые залежи нефти, природные резервуары которых являются комбинированными, т.е. содержащими как традиционные, так и не традиционные коллекторы. Особенно экономически выгодным представляется изучение таких коллекторов в наиболее крупных, истощенных («зрелых») залежах, обеспеченных всей инфраструктурой добычи, подготовки и транспорта. Выявление *tight*

*reservoirs* в пределах таких залежей позволило бы обосновать дополнительный резерв добычи нефти и газа, что обеспечило бы увеличение сроков эксплуатации соответствующих месторождений.

Необходимо отметить, что компания РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» уже порядка 5 лет активно занимается камеральными работами по прогнозированию, оконтуриванию, локализации и оценке ресурсов, проведением микросейсмического мониторинга в карбонатных нетрадиционных коллекторах. Разработаны подходы и мето-

дологии в оценке ресурсов, выполнены промысловые работы, имеется положительный опыт в освоении таких ресурсов и получении первых промышленных притоков нефти.

Таким образом, освоение трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов – это резерв добычи углеводородов в Республике Беларусь. Поэтому необходимо продолжать разработку и внедрение все более современных методов повышения коэффициентов извлечения нефти и внедрять технологии масштабного освоения и разработки нетрадиционных коллекторов. 

### Литература

1. Патент на изобретение № 2424424RU.
2. Патент на изобретение № 16043BY.
3. Патент на изобретение № 2475640RU.
4. Патент на изобретение № 16692BY.
5. Патент на изобретение № 2383722RU.
6. Патент на изобретение № 13599BY.
7. Патент на изобретение № 2538549RU.
8. Патент на изобретение № 2475634RU.
9. Заявка на изобретение ЕАПВ № 201501090 от 08.12.2015.
10. Свидетельство на товарный знак SKIF® № 57486BY от 14.01.2016.

UDC 622.276.1/4

**A.V. Serebrennikov**, PhD, First Deputy Director<sup>1</sup>, A.Serebrennikov@beloil.by  
**P.P. Povzhik**, PhD, Deputy Director of Petroleum Geology and Fields Development<sup>1</sup>, povzhik@beloil.by  
**N.A. Demyanenko**, PhD, Leading Researcher at the Department of Innovative Technologies<sup>1</sup>, n.demyanenko@beloil.by  
**I.V. Zhuk**, Leading Geologist on the Development of the Laboratory Development of Oil and Gas<sup>1</sup>, i.zhuk@beloil.by

1. Production association “Belorusneft” BelNIPIneft. 15b, Knizhnaya str., 246003, Gomel, Republic of Belarus.

## The Experience in Development of Hard and Unconventional Hydrocarbons in RUE “Production Association “Belorusneft”: Problems and Prospects

**Abstract.** Oil fields of the Republic of Belarus have a wide range of geophysical properties of reservoir rocks. In the number of cases conventional development technologies don't bring significant increase of oil production, and vice versa make the situation worse by decreasing it. In this connection for such deposits unconventional development technologies have been developed and implemented.

**Key words:** development; technology of intermittent recovery–injection; oil recovery enhancement; cyclic stimulation; decrease of water cut; incremental oil production

### References

1. *Patent na izobretenie № 2424424RU* [The patent for the invention № 2424424RU].
2. *Patent na izobretenie № 16043BY* [The patent for the invention № 16043BY].
3. *Patent na izobretenie № 2475640RU* [The patent for the invention № 2475640RU].
4. *Patent na izobretenie № 16692BY* [The patent for the invention № 16692BY].
5. *Patent na izobretenie № 2383722RU* [The patent for the invention № 2383722RU].
6. *Patent na izobretenie № 13599BY* [The patent for the invention № 13599BY].
7. *Patent na izobretenie № 2538549RU* [The patent for the invention № 2538549RU].
8. *Patent na izobretenie № 2475634RU* [The patent for the invention № 2475634RU].
9. *Zaiavka na izobretenie EAPV № 201501090 ot 08.12.2015* [An application for an invention the EPO № 201501090 ot 08.12.2015].
10. *Svidetel'stvo na tovarnyi znak SKIF® № 57486BY ot 14.01.2016* [Trademark Certificate SKIF® from 14.01.2016 № 57486BY].