



РАСШИРЕНИЕ  
СТВОЛА  
СКВАЖИНЫ

КОМПЛЕКСНОЕ  
ВОЗДЕЙСТВИЕ  
НА ПЛАСТ

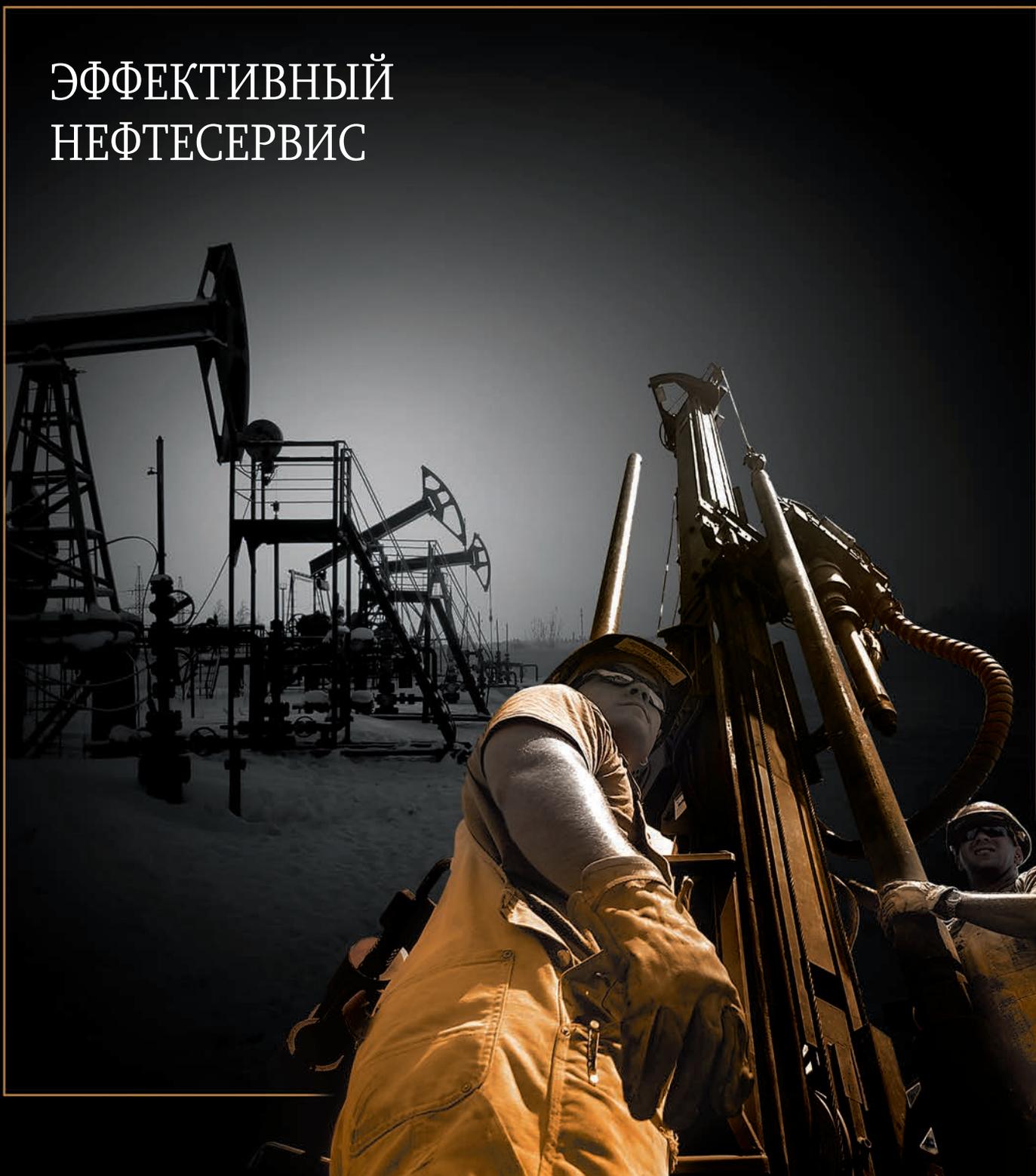
КОНЦЕПЦИЯ  
ЭФФЕКТИВНОГО  
УЧЕТА

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

# Neftegaz.RU

[3] 2015 *ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ*

ЭФФЕКТИВНЫЙ  
НЕФТЕСЕРВИС



# КРАТКОВРЕМЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

## для добычи вязкой нефти с помощью УЭЦН

ХАРАКТЕРНОЙ ОСОБЕННОСТЬЮ СОВРЕМЕННОЙ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ЯВЛЯЕТСЯ УВЕЛИЧЕНИЕ В МИРОВОЙ СТРУКТУРЕ СЫРЬЕВЫХ РЕСУРСОВ ДОЛИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ (ТИЗ). МИРОВЫЕ ЗАПАСЫ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ С ОСОБЫМИ СВОЙСТВАМИ (ТЯЖЕЛАЯ, ВЯЗКАЯ, ПАРАФИНИСТАЯ, СМОЛИСТАЯ) ЗНАЧИТЕЛЬНО ПРЕВЫШАЮТ ЗАПАСЫ ЛЕГКОЙ НЕФТИ. ВО МНОГИХ ПРОМЫШЛЕННО РАЗВИТЫХ СТРАНАХ МИРА ТЯЖЕЛАЯ НЕФТЬ РАССМАТРИВАЕТСЯ В КАЧЕСТВЕ ОСНОВНОЙ БАЗЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ НА БЛИЖАЙШИЕ ГОДЫ. В РОССИИ ТАКЖЕ БОЛЬШУЮ ЧАСТЬ ЗАПАСОВ СОСТАВЛЯЮТ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ НЕФТИ (ОКОЛО 55%), В ЧАСТНОСТИ ВЯЗКИЕ НЕФТИ (ВН), К КОТОРОЙ ПРИНЯТО ОТНОСИТЬ НЕФТЬ С ДИНАМИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТЬЮ 30 МПА·С ИЛИ С КИНЕМАТИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТЬЮ 35 ММ<sup>2</sup>/С И ВЫШЕ. МИРОВЫЕ ЗАПАСЫ ТАКОЙ НЕФТИ ЗНАЧИТЕЛЬНО ПРЕВЫШАЮТ ЗАПАСЫ НЕФТИ МАЛОЙ И СРЕДНЕЙ ВЯЗКОСТИ И СОСТАВЛЯЮТ, ПО ОЦЕНКАМ СПЕЦИАЛИСТОВ ОКОЛО 1 ТРЛН Т, ЧТО БОЛЕЕ ЧЕМ В 5 РАЗ ПРЕВЫШАЕТ ОБЪЕМ ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ МАЛОЙ И СРЕДНЕЙ ВЯЗКОСТИ. КАКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИСПОЛЬЗУЮТ СЕГОДНЯ ДЛЯ ИХ ДОБЫЧИ?

УДК 621.5

Ключевые слова: эксплуатация скважины, насосы, вязкая нефть, добыча.

**Николай Петрович  
Кузьмичев,**  
Директор  
ООО «Нефть XXI век»

Наиболее крупные запасы вязкой нефти находятся в Канаде, Венесуэле, России, Мексике, США, Кувейте и Китае. Значительными запасами ВН обладает Россия – около 6,2 млрд. т. Так, в Тюменской области (Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн) расположено остаточных балансовых запасов вязкой

нефти категории А+В+С1 около 2,3 млрд. т, что составляет 37,3% запасов ВН России. В Волго-Уральском регионе доля от запасов вязкой нефти России составляет 34,1%, в Тимано-Печорском – 22,4%. В совокупности эти три региона обладают более 93% запасов ВН России. В Татарстане сосредоточено – 32,5% ВН (Рис. 1) [1].

РИС. 1. Распределение ресурсов вязкой нефти по административным регионам России





ТАБЛИЦА 1. Классификация нефти по плотности, вязкости и содержанию смол и парафинов

Физико-химические показатели	Класс нефти		Пределы изменения классификационных интервалов
Плотность (г/см <sup>3</sup> )	легкая	очень легкая	< 0,80
		легкая	0,80–0,84
	со средней плотностью		0,84–0,88
	тяжелая	нефть с повышенной плотностью	0,88–0,92
		сверхтяжелая	0,92–0,96
битуминозная		более 0,96	
Вязкость при 20°С, (мм <sup>2</sup> /с)	маловязкая		< 10
	средневязкая		10–35
	вязкая	нефть с повышенной вязкостью	35–100
		высоковязкая	100–500
сверхвязкая		более 500	
Содержание смол (% мас.)	малосмолистая		< 8
	смолистая		8–13
	высокосмолистая		более 13
Содержание парафинов (% мас.)	малопарафинистая		< 1,5
	среднепарафинистая		1,5–6
	парафинистая	умеренно парафинистая	6–10
		высокопарафинистая	10–20
сверхвысокопарафинистая		более 20	

В настоящее время в мире добыто немногим более 280 млн. тонн тяжелой нефти, что составляет лишь 3,1 % начальных балансовых запасов. Добыча ТЗН, транспортировка её к пунктам сбора и подготовки и, наконец, переработка с целью получения конечных продуктов – одна из актуальных задач нефтедобывающей отрасли промышленности. Для Татарстана, вследствие истощения запасов легкой нефти и наличия значительных запасов вязкой нефти, решение этих задач имеет особую важность.

В Республике Татарстан (РТ) разработкой мелких месторождений с ТЗН занимаются в основном малые независимые нефтяные компании (МНК), на долю которых приходится более 20 % всех углеводородов, добываемых в республике [2]. Большинство разрабатываемых месторождений с ТЗН расположено в пределах Южно-Татарского свода (ЮТС) и Мелекесской впадины (МВ). До

недавнего времени месторождения находились на балансе нефтегазодобывающих управлений (НГДУ) ОАО «Татнефть» и не разрабатывались из-за их

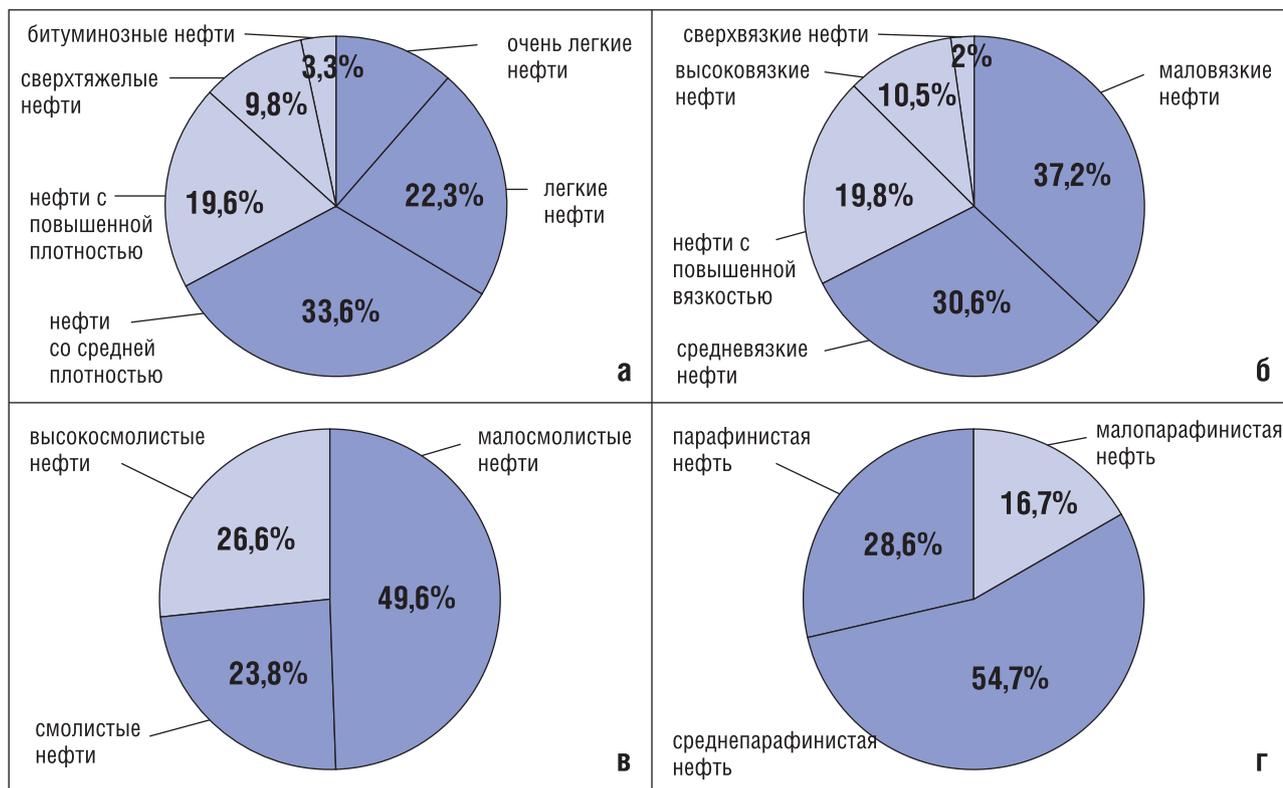
нерентабельности. Но, начиная с 1997 года, в связи с созданием МНК, началось их активное освоение, чему способствовал созданный в РТ благоприятный налоговый климат.

В настоящее время, из-за отсутствия соответствующей экономической конъюнктуры, задача освоения залежей с ТЗН становится не всегда выполнимой. Необходимым условием обеспечения рентабельности работ на месторождениях с ТЗН является разработка и внедрение малозатратных ресурсо- и энергосберегающих технологий в системах поддержания пластового давления (ППД) и добычи нефти.

В этой статье речь пойдет о добыче вязкой нефти с помощью УЭЦН. В зависимости от условий (температура пласта, содержание смол и парафинов, газосодержание, обводненность продукции, пластовое давление, забойное давление, длина и состояние термоизоляции трубопроводов системы сбора нефти и т.д.) с помощью УЭЦН можно добывать нефть с вязкостью до 150–200 мПа·с при 20° С, что по классификации, приведённой в табл. 1, соответствует маловязкой нефти, средневязкой нефти, нефти с повышенной вязкостью и частично высоковязкой нефти. В соответствии с рис. 2, запасы данных видов нефти составляют около 90 % общих запасов [1]. Более половины запасов – средневязкие и вязкие нефти,



РИС. 2. Распределение количества нефти по плотности (а), вязкости (б) и концентрации смол (в) и парафинов (г) согласно классификации табл. 1



которые можно добывать УЭЦН, но на практике это встречается не часто. Данное обстоятельство подтверждает актуальность представленной работы. Решаемая в ней проблема состоит в том, что применяемые в настоящее время способы добычи вязкой нефти вообще и, с помощью УЭЦН в частности, обладают невысокой экономической эффективностью.

Из экономически эффективных способов добычи вязкой нефти можно отметить механизированную добычу с помощью винтовых насосных установок с поверхностным приводом. В России данный вид оборудования распространён слабо. Во-первых, потому, что винтовые насосные установки представлены на отечественном рынке в основном импортными образцами, имеющими высокую стоимость. Во-вторых, отсутствует инфраструктура для их обслуживания. В-третьих, для Российских условий более предпочтительны погружные винтовые насосные установки (УЭВН). Но предлагаемые на рынке УЭВН, как отечественные, так и импортные, обладают низкой надёжностью, в первую очередь, из-за отсутствия погружного

тихоходного высокомоментного привода.

При использовании УЭЦН проблемы начинают проявлять себя при добыче средневязкой нефти. Один пример из опыта работы нашей компании. Вязкость нефти на Тананыкском месторождении ОАО «Оренбургнефть» составляет 24,7 мПа·с при пластовой температуре 51°C [5]. Казалось бы, вязкость небольшая. Но образование вязких водо-нефтяных эмульсий (ВНЭ), усугублявшееся значительной (сотни мг/л) концентрацией взвешенных частиц (КВЧ), приводило к существенному сокращению межремонтного периода (МРП), ограничению отборов нефти, повышенному расходу электроэнергии и, как следствие, увеличению себестоимости добычи нефти. Значительная часть скважин данного месторождения имела средний МРП менее 100 суток и относилась к часто ремонтируемому фонду (ЧРФ). Как правило, не был реализован потенциал скважин.

Проблемы на месторождениях с нефтью повышенной вязкости ещё более значительны. Следующий пример из опыта работы нашей

компании. Вязкость нефти на водоплавающей залежи №2 НГДУ «Азнакаевскнефть» ОАО «Татнефть» составляет 75 мПа·с, пластовая температура – 14°C. Дебит по жидкости скважины № 28543, на которой ООО «Нефть XXI век» начало работу на данном месторождении, составлял 24,8 м³/сут., дебит по нефти 4,8 т/сут., обводнённость продукции 78% (Табл. 4) [6]. По прогнозам геологов потенциальный дебит данной скважины – около 300 м³/сут., что в 12 раз больше реального дебита скважины. Однако реализовать потенциал скважины не позволяло образование вязких ВНЭ. УЭЦН быстро выходили из строя. При использовании УШГН «зависали» колонны штанг. Не помогло и использование цепных приводов с длиной хода 6 метров (Рис. 3).

Приведённые примеры показывают наличие значительного потенциала, как по увеличению объёмов добычи нефти, так и по снижению себестоимости добычи нефти. Для достижения означенных целей необходимо решить несколько задач организационно-технологического плана. Основными технологическими задачами, как видно из



Рис. 3. Монтаж и наладка наземного оборудования УЭЦН на скважине № 28543 НГДУ «Азнакаевскнефть»



приведённых выше примеров, являются решение проблем образования вязких ВНЭ и выноса песка. Данные задачи успешно решаются применением кратковременной эксплуатации скважин (КЭС) при форсированных отборах жидкости (ФОЖ).

Впервые метод ФОЖ был внедрён в Самарском регионе более 60 лет назад, но как основная технология в разработке стал широко использоваться в конце

90-х гг. [4]. В 2000–2005 гг. ФОЖ отработывался ОАО «Гипровостокнефть» (г. Самара) на месторождениях ОАО «Самаранефтегаз».

В ходе опытно-промысловых работ (ОПР) был получен опыт применения ФОЖ, его эффективность, в том числе и для месторождений вязких нефтей. Применение метода ФОЖ на месторождениях с вязкими нефтями основано на технологии

«холодной добычи» (ТХД) нефти (cold heavy oil production), появившемся в Канаде в 80-х годах прошлого века [3].

Холодная добыча представляет собой нетрадиционный способ первичной добычи, при котором песок специально извлекают вместе с нефтью, водой и газом. Он реализуется в вертикальных, наклонных или наклонно-направленных скважинах с применением винтовых насосных установок с поверхностным приводом. Темп добычи существенно увеличивается по сравнению с традиционным способом первичной разработки не менее чем на порядок (Рис. 4) [3]. Практикуется довольно быстрое первоначальное снижение пластового давления (за период от нескольких недель до нескольких месяцев), после которого сохраняется очень низкое давление в призабойной зоне пласта (ПЗП). К числу преимуществ холодной добычи относится успешность этого способа при использовании на очень тонких песчаных пластах, в зонах с эффективной мощностью пласта всего 2 м.

При добыче песка вместе с нефтью образуются длинные каналы с увеличенной проницаемостью («червоточины»), которые распространяются от скважины

Рис. 4. Дебит нефти на месторождении (с добычей песка и без неё)

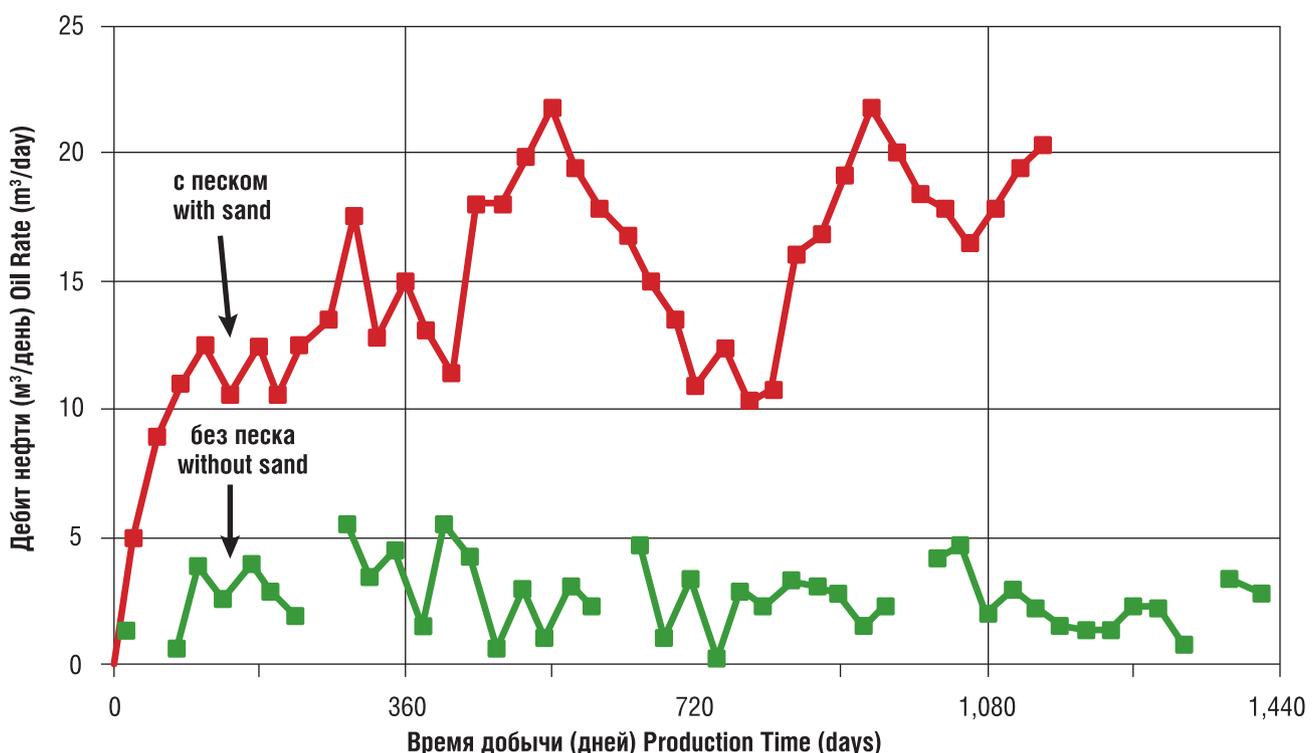


РИС. 5. Схема дренирования коллектора при ТХД



внутри нефтеносного пласта на расстоянии от 200 м и более (Рис. 5) [4]. «Червоточины» обеспечивают лучшее дренирование пласта без проведения гидроразрыва пласта (ГРП) и без забуривания боковых стволов (ЗБС). Отличительной особенностью данного способа является вспенивание нефти в «червоточинах» вследствие выделения газа (при забойном давлении ниже давления насыщения), что увеличивает её подвижность в пласте. Диаметр «червоточин» может быть от 0,1 м до 1,0 м, пористость может составлять 50 % и более вместо первоначального значения около 30 %. «Червоточины» являются высокопроницаемыми каналами, по которым происходит фильтрация нефтесанной смеси. Проницаемости пласта несцементированного песка в результате образования в межскважинном пространстве червоточин увеличивается с 2 мкм<sup>2</sup> до 12–30 мкм<sup>2</sup> [4].

По сути, «червоточины» являются аналогами боковых стволов скважин, которые не приходится бурить. Причём при ТХД в скважине происходит автоматическое регулирование дренируемой (разупрочнённой) площади пласта. Она постепенно увеличивается в процессе эксплуатации скважины, что способствует более полной выработке и увеличению коэффициента извлечения нефти (КИН). «Червоточины» никогда не выходят за пределы даже самых тонких пластов. Вовлекаемая в активную разработку площадь пласта значительно больше, чем при ГРП и ЗБС. Следствием отсутствия необходимости проведения ГРП и ЗБС является снижение себестоимости добычи нефти, что весьма актуально при разработке месторождений с ТЗН.

Появление ТХД оценивается, как технологическая революция в канадской индустрии тяжелой нефти. Холодная добыча широко используется для разработки нефтяных месторождений с высокой вязкостью нефти на участке в Ллойдминстере. С её помощью добывается почти половина вязкой нефти в западной Канаде – порядка 230 000 баррелей в сутки [3]. При этом достигаются коэффициенты извлечения нефти (КИН) в диапазоне 12–20 % [4]. Перспективно применение холодной добычи нефти на Аляске, в Албании, Калифорнии, Колумбии, Казахстане, Кувейте, Омане, России, Венесуэле.

Упомянутый выше метод ФОЖ в части разработки и эксплуатации

месторождений вязкой нефти был основан на ТХД. Однако самарские и канадские месторождения имеют ряд существенных отличий (Табл. 2) [4]. Наиболее существенные отличия: большая глубина залегания, разная степень сцементированности коллекторов, меньшая вязкость нефти. Сходные горно-геологические условия имеют месторождения Ульяновской и Оренбургской областей, а также Татарстана, в основном, Нурлатского района. Следствием указанных отличий явилось использование для добычи нефти на данных месторождениях УЭЦН, а не УЭВН.

Проведённые ОАО «Гипровостокнефть» на месторождениях ОАО «Самаранефтегаз» ОПР позволили сделать вывод, что технология совместной добычи вязкой нефти и песка без применения каких-либо технических средств по ограничению его выноса, названная в Канаде технологией холодной добычи (ТХД), заслуживает серьезного внимания при альтернативном выборе технологии добычи вязких нефтей из песчаных коллекторов на месторождениях севера Самарской области. Проведенный анализ по укрупненным показателям

ТАБЛИЦА 2. Сравнение геолого-физических параметров самарских и канадских месторождений

Показатели	Месторождения	
	самарские	канадские
Глубина залегания, м	1212–1510	359–900
Тип коллектора	Умеренно и слабосцементированные песчаники	Несцементированный песок
Толщина пластов, м	2,1–9,4	3,5–30
Пористость, %	18,7–25	28–32
Нефтенасыщенность, %	80–94	80–90
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	1,100–7,465	–
Начальное пластовое давление, МПа	12,2–15	3–8
Давление насыщения, МПа	3,12–5,20	4–4,5
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	7,2–15,8	49–50
Температура пласта, °С	24–31	15–30
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	900–925	946–1014
Вязкость нефти, МПа·с	30,5–100,2	500–20000



ТАБЛИЦА 3. Сравнение основных технологических показателей разработки северных месторождений Самарской области

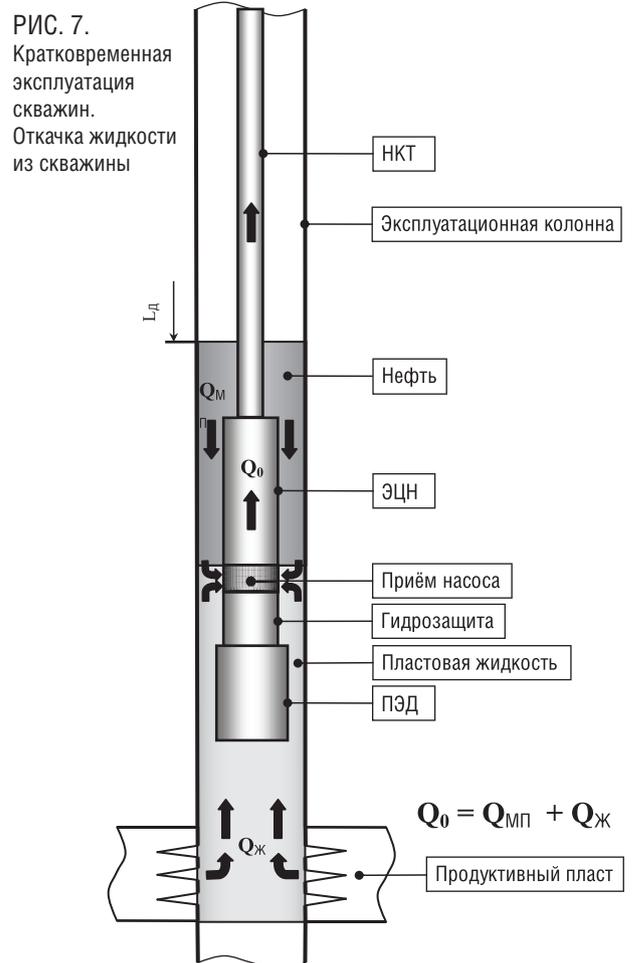
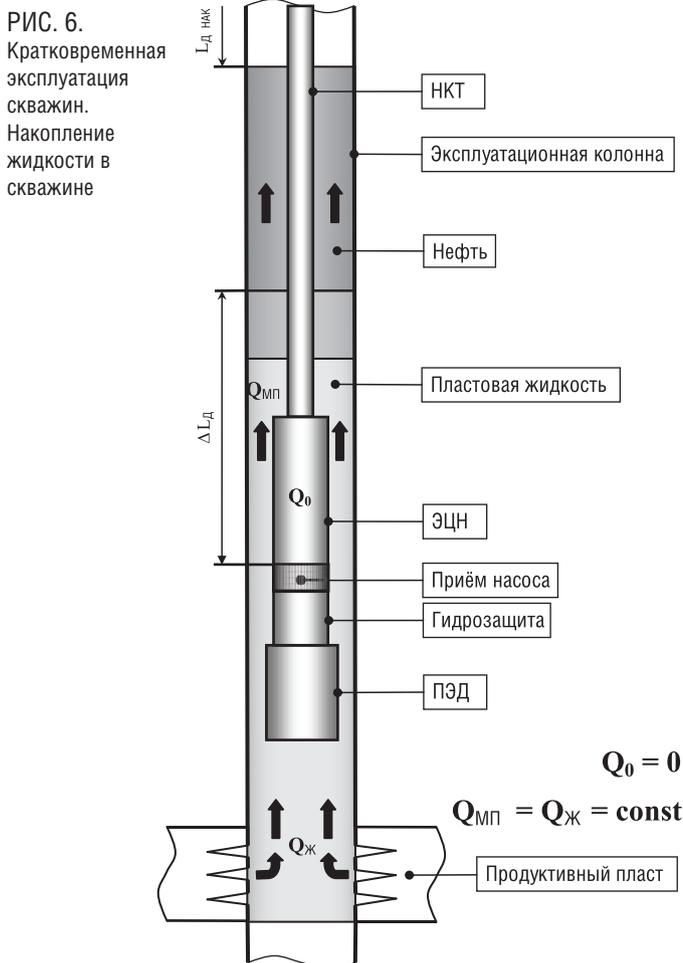
Периоды, годы	1998–2000	2002–2004	Кратность увеличения
Фонд добывающих скважин	169–198	189–202	
Дебиты скважин, т/сут			
• по нефти	7,0	24,7	3,52
• по жидкости	8,7	55,1	6,32
Добыто за период, тыс. т			
• нефть	1355,9	5344,5	3,94
• вода	324,5	6459,3	19,90
• жидкость	1680,4	11803,8	7,02
• обводненность, %	19,3	54,7	2,83
Средний темп выработки извлекаемых запасов нефти, % в год	3,6	14,2	3,95

разработки месторождений показал, что применение ТХД дало большой технологический эффект, форсирование отборов жидкости по скважинам видимого ухудшения в процесс нефтеизвлечения не внесла, обвального обводнения добываемой нефти не произошло, осложнений в системе сбора и транспорта нефти не отмечено и др. (Табл. 3) [4].

Приведённые показатели разработки демонстрируют технологическую успешность проведённых работ. Однако в ходе ОПР были выявлены серьёзные проблемы, которые в целом ухудшили экономические показатели применения данной технологии. Образование вязких ВНЭ и повышенный вынос мехпримесей привели к

значительному сокращению МРП и существенному увеличению потребления электроэнергии, следствием чего явилось увеличение себестоимости добычи нефти и ограниченное применение данной технологии. Указанные проблемы успешно решаются с помощью КЭС.

При КЭС кратковременные циклы откачки (3–10 мин.) чередуются с относительно продолжительными циклами накопления (10–60 мин.) жидкости в скважине, т.е. высокопроизводительное оборудование работает в одном из типовых режимов: S2 (кратковременный) или S3 (повторно-кратковременный периодический) по ГОСТ Р 52776-2007. Благодаря этому, с одной стороны, увеличивается МРП вследствие того, что оборудование работает, а, следовательно, изнашивается, только часть общего времени эксплуатации. С другой стороны, благодаря тому, что скважина в цикле накопления фактически выполняет функции гравитационного сепаратора, в начале цикла откачки на приём насоса поступает пластовая вода с



**ТАБЛИЦА 4.** Результаты оптимизации состава оборудования и режима эксплуатации скважины № 28543 НГДУ «Азнакаевскнефть»

Параметр	Единица измерения	До оптимизации	После оптимизации
Дебит по жидкости	м <sup>3</sup> /сут	24,8	270
Обводненность продукции	%	78	73
Дебит по нефти	т/сут	4,8	64,3
Объем добычи нефти за месяц	т/месяц	140	1871
Объем добычи нефти за год	т/год	1700	22 765

малым содержанием нефти, а затем – незначительно обводнённая нефть (Рис. 6, 7). В обоих случаях условия для образования вязких стойких ВНЭ ( $K_B = 40–80\%$ ) отсутствуют.

Ещё одним положительным качеством КЭС, является возможность изменять производительность УЭЦН в 4–5 раз без подъёма и смены типоразмера добывающего оборудования, только за счёт изменения величины коэффициента циклической продолжительности включения (ГОСТ Р 52776-2007), т.е. изменения соотношения времени откачки и накопления. Это позволяет поддерживать КВЧ на оптимальном для надёжной эксплуатации оборудования уровне. При увеличении КВЧ отбор жидкости из скважины может быть сокращён, при уменьшении – увеличен. Средние значения КВЧ, наблюдавшиеся при ОПР в Самарской области, составляли 100–300 мг/л при среднем дебите скважин 50 м<sup>3</sup>/сут., что

соответствует выносу песка от 1 до 3 м<sup>3</sup>/год на скважину [4]. При таких величинах КВЧ, КЭС позволяет получить весьма значительные значения МРП.

На скважине № 296, упоминавшегося выше Тананыкского месторождения ОАО «Оренбургнефть», КВЧ имел значения 400–600 мг/л. Скважина имела средний МРП 45 суток. После внедрения КЭС скважина отработала 832 суток, т.е. МРП был увеличен в 18,5 раз [5]. Кроме того, был увеличен дебит скважины и сокращен удельный расход электроэнергии. На примере данной скважины было впервые продемонстрировано уникальное достоинство КЭС: возможность успешно бороться практически со всеми осложняющими факторами, в т.ч. с несколькими одновременно. Причём без дополнительных затрат, т.е. увеличения себестоимости добычи нефти, что на скважинах месторождений с ТИЗ наблюдается повсеместно [7].

КЭС предназначена для эксплуатации скважин с дебитом до 80 м<sup>3</sup>/сут., т.е. малодобитных и среднедобитных скважин. На месторождениях вязкой нефти Самарской области при проведении ОПР ТХД с ФОЖ средний дебит скважин имел значение около 50 м<sup>3</sup>/сут. [4], что соответствует

указанному диапазону дебитов для КЭС. При больших дебитах скважин можно использовать непрерывную эксплуатацию скважин. Именно так мы и поступили при ОПР на упоминавшейся выше скважине № 28543 НГДУ «Азнакаевскнефть» ОАО «Татнефть». В результате были получены очень хорошие результаты (Табл. 4) [6]. Дебит скважины по жидкости был увеличен до 270 м<sup>3</sup>/сут., т.е. был реализован потенциал скважины. Обводнённость продукции за счёт использования отсекающего забоя была снижена на 5 %. Дебит скважины по нефти был увеличен в 13,4 раза. Сейчас за месяц из скважины добывается больше нефти, чем ранее добывалось за год. Полученные результаты явились следствием применения авторской методики подбора оборудования и выбора режима его эксплуатации – ноу-хау нашей компании.

Приведённая выше информация позволяет сделать вывод, что канадская технология холодной добычи вязкой нефти (ТХД), с учётом результатов, полученных ОАО «Гипровостокнефть» на месторождениях вязкой нефти Самарской области, при использовании кратковременной эксплуатации скважин (КЭС) позволяет снизить себестоимость добычи вязкой нефти и сделать её экономически целесообразной. Данный вывод справедлив не только для ОАО «Самаранефтегаз», но и для ОАО «Ульяновскнефть», ОАО «Оренбургнефть», а также для НГДУ «Нурлатнефть» ОАО «Татнефть» и малых нефтяных





компаний (МНК) Татарстана, разрабатывающих месторождения со сходными горно-геологическими условиями.

Например: в терригенных отложениях визейского яруса выявлено около 35 % от общего количества залежей нефти, разрабатываемых МНК РТ [2]. Наиболее широко распространены залежи, приуроченные к песчаным пластам-коллекторам средней и верхней пачек (бобриковский и тульский горизонты). Суммарная эффективная мощность от 0,4 до 18 м. Тульские залежи нефти представлены меньшей по мощности пачкой – от 0,5 до 16 м. Суммарная эффективная нефтенасыщенная мощность в среднем составляет 2,5 м и колеблется от 0,5 м до 6,15 м. ФЕС пород-коллекторов терригенной толщи визейского яруса характеризуются наилучшими параметрами среди всех месторождений МНК. Пористость радаевско-бобриковских песчано-алевролитовых отложений изменяется в диапазоне от 10 до 30 %, проницаемость может

достигать 3...4 мкм<sup>2</sup>. Эффективная нефтенасыщенная толщина тульско-бобриковских пород составляет 2,64...4,15 м.

Приведённая в данной статье информация позволяет сделать вывод, что технология «ТХД+КЭС» практически готова к промышленному использованию в Волго-Уральском нефтегазоносном бассейне. При творческом подходе её можно использовать для добычи вязкой нефти, как в регионах России, так и в других странах мира. ●

**Литература**

1. Яценко И.Г. О роли трудноизвлекаемых нефтей как источнике углеводородов в будущем на основе информационно-вычислительной системы по нефтехимической геологии Музея нефти ИХН СО РАН // Материалы международной научно-практической конференции «Культурное наследие и информационные технологии на постсоветском пространстве АДИТ-15», 10–14 мая 2011 г., г. Минск / Институт культуры Беларуси; под ред. И.Б. Лаптенюк. – Минск: Белпринт, 2011. – С. 39–41. <http://oilmuseum.ipc.tsc.ru/article/st15-2011.pdf>.
2. Хузин Р.Р. «Геотехнологические основы освоения трудноизвлекаемых запасов мелких сложно построенных месторождений нефти».

Автореферат диссертации на соискание учёной степени доктора технических наук. Уфа, 2009 г.

3. Рон Савацки (Ron Sawatzky), Марлен Уэрта (Marlene Huerta), Майк Лондон (Mike London) и Бриджида Меца (Brigida Meza). Холодная добыча на западе Канады: шаг вперед в первичной добыче нефти. (Cold Production in Western Canada: A Step Forward in Primary Recovery). *ROGTEC*, № 20, стр. 68–75 (p. 68–75). [www.rogtecmagazine.com/PDF/Issue.../10\\_Canadian\\_Heavy\\_Oil.pdf](http://www.rogtecmagazine.com/PDF/Issue.../10_Canadian_Heavy_Oil.pdf).
4. Колганов В.И., Немков А.С., Ковалева Г.А., Фомина А.А., Пилягин В.Ю., Майданик Д.А. Альтернативы решения проблемы пескопроявления при добыче высоковязких нефтей на месторождениях севера Самарской области. // Труды института «Гипровостокнефть». – Самара. – 2005. – вып. 64, стр. 20–36.
5. Кузьмичев Н.П. «Новые возможности кратковременной эксплуатации скважин». Доклад на 5-й международной практической конференции «Механизированная добыча 2008», Москва, 2–4 апреля 2008 года.
6. Кузьмичев Н.П. «Кратковременная эксплуатация малопроницаемых нагнетательных скважин систем ППД». Доклад на 6-й международной практической конференции «Механизированная добыча 2009», Москва, 22–24 апреля 2009 года.
7. Кузьмичев Н.П. «Кратковременная эксплуатация скважин – уникальный способ борьбы с осложняющими факторами». Экспозиция Нефть Газ, № 4, 2012 г., стр. 56–59. <http://runeft.ru/upload/iblock/2b2/2b28dc2167df99235b600f1cbb1c7f90.pdf>.

**KEY WORDS:** operation of wells, pumps, viscous oil, mining.

**HUNTS.PRO**

**NO SHOOT - NO PAY**



- Организация индивидуальных охотничьих и рыболовных туров по всему миру  
 - Лучшие охотничьи концессии Африки и Азии  
 - Гарантированная доставка трофеев адресату  
 - Оплата только по результату  
 +7-964-624-51-35 info@hunts.pro  
 +7-903-778-62-43 www.hunts.pro