

ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ РАБОТЫ ПО ВНЕДРЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ ОСВОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ

В.А. Леонов ([НИИ «СибГеоТех»](#)),
П.В. Донков, С.И. Кирилов
(СП «Ваньеганнефть»)

В связи с сокращением добычи нефти из высокопродуктивных пластов остро встает вопрос о вовлечении в разработку трудно извлекаемых запасов высоковязкой нефти, в качестве резервов для стабилизации и повышения добычи. В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции эти запасы приурочены к верхнеапт-сеноманским отложениям Русского, Ваньеганского, Новоаганского, Антипаютинского, Барсуковского, Комсомольского, Мессояхского, Ай-Яунского, Самотлорского месторождений составляют более 2 млрд. тонн. Поэтому поиск оптимальных технологий, направленных на повышение эффективности разработки залежей с высоковязкой нефтью, весьма актуален.

Опытно-промышленные работы по добыче высоковязкой нефти, проводимые на залежах ПК₁₄ Ваньеганского месторождения, уже сегодня обозначили некоторые проблемы и направления развития технологии процессов разработки и эксплуатации.

Например, они свидетельствуют об устойчивом снижении добычи со временем. Такая динамика позволила предположить, что при фильтрации высоковязкой нефти в призабойной зоне добывающей скважины снижается первоначальная проницаемость породы в связи с образованием на поверхности пор коллектора в околоскваженной зоне высоковязкой нефтяной пленки путем адсорбции смолистых (высокоуглеродистых) компонентов. Толщина этой пленки постепенно увеличивается из-за адгезии смол, что вместе с выносимой породой приводит к коальяции пористой породы околоскважинной зоны.

Для проверки данной гипотезы¹ были проведены специальные исследования в лабораторных и промысловых условиях. Лабораторные опыты по фильтрации высоковязкой нефти пласта ПК₁₄ Ваньеганского месторождения выполнялись на установке УИПК-600 "Керн" при пластовой температуре 37°C на физической модели-образце керна проницаемостью по газу 105 мД. Анализ процесса фильтрации нефти ПК₁₄ показал, что он имеет «затухающий» характер. Так, для обеспечения скорости фильтрации $2,1 \times 10^{-8}$ м/с через образец керна приходилось постоянно изменять перепад давления, причем темп перепада оставался прежним даже при прокачке 40 поровых объемов. То есть, при стационарной фильтрации высоковязкой нефти для обеспечения постоянства расхода необходимо изменять перепад давления на 0.25 ат после фильтрации каждой последующей порции не-

¹ Гипотеза об **нелинейности зависимости вязкости от градиентов давлений**, создаваемых в призабойной зоне, что является особенностью аномальной нефти менее вероятна так как, в лабораторных экспериментах дегазированная нефть ПК 14 вела себя подобно ньютоновской жидкости (аномальные свойства можно объяснить лишь растворенным в нефти газом, потому что структурно-механические свойства нефти и условия её фильтрации определяются не только содержанием асфальтенов и смол, но также составом и количеством растворенных в ней газов).

нефти в объеме порового пространства (с уменьшением первоначальной проницаемости керна перепад давления возрастает). Это свидетельствует о постепенном снижении проницаемости керна при фильтрации высоковязкой нефти.

Для подтверждения ухудшения фильтрационных свойств околоскважинной зоны в процессе добычи высоковязкой нефти на скв.930 был проведен комплекс геофизических и гидродинамических исследований с помощью специальной установки УГИС-6, включающей струйный насос с двумя термоузлами, спускаемый на каротажном кабеле с автономным прибором (манометр-термометр). Струйный насос создавал различную депрессию на пласт и вызывал различный приток высоковязкой нефти, значение которого регистрировалось скважинным расходомером АКИСС-36. Кроме определения индикаторной кривой, снималась также кривая восстановления давления.

Результаты показали, что:

- с увеличением депрессии увеличивается коэффициент продуктивности - от 0,4 до 2,4 м³/(сут*ат);
- при неизменной депрессии даже через незначительное время (24 часа) коэффициент продуктивности снижается с 0.47-0.39 м³/(сут*ат).

Следует отметить, что на характер проявления структурно-механических свойств нефти значительно влияет проницаемость породы. Поэтому целесообразно изучать изменение подвижности нефти в зависимости от градиента давления и использовать эту закономерность при решении задач фильтрации. Однако для этого необходимы достаточно обширные дополнительные исследования.

Авторами рассмотрены некоторые технические решения и результаты их промысловых испытаний, предупреждающие и сокращающие отрицательное влияние на фильтрационные свойства для высоковязкой нефти призабойной зоны добывающих скважин на примере залежей ПК₁₄ Ваньеганского месторождения.

Бурение горизонтальных скважин.

Мировой опыт свидетельствует, что для освоения залежей с высоковязкой нефтью целесообразно бурить горизонтальные скважины. В 1998 году на ПК₁₄ Ваньеганского месторождения, в равновесном режиме (то есть при равенстве пластового и забойного давлений) на биополимерном растворе пробурена скв. 930, длина горизонтальной части которой составила 302 м. Здесь был установлен фильтр из эксплуатационной колонны 168 мм с множеством отверстий диаметром 5 мм (срезаемые заклепки с внутренней головкой). На рис. 1 показаны некоторые конструктивные особенности скв. 930. После длительного освоения скважину стали эксплуатировать винтовым насосом с характеристиками, приведенными на рис. 1.

Динамика добычи жидкости по горизонтальной скв. 930 со средней обводненностью продукции 30 % свидетельствует об устойчивом снижении добычи со временем (рис.2).

После первой перфорации с депрессией перфоратором 4 1/2" Predator (TCP) в интервале 1660-1680 м скважина стала работать с большим дебитом, который увеличился до 27м³/сут, а затем снова снизился до 10-5 м³/сут. Повторная перфорация горизонтального участка в интервалах 1546-1563, 1565-1576 м подтвердила эту тенденцию.

В настоящий момент СП «Ваньеганнефть» на залежи ПК₁₄ забурено 3 горизонтальные скважины.

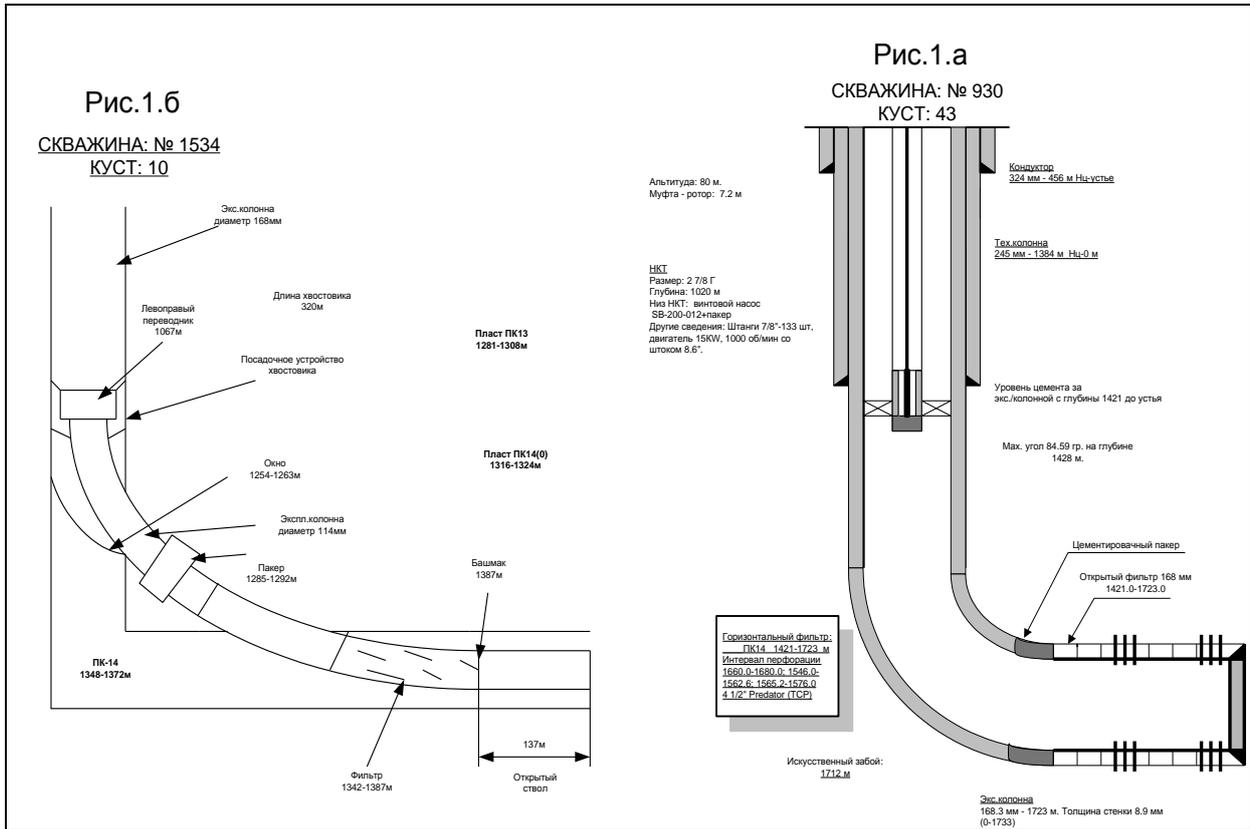


Рис. 1. Схема горизонтальных скважин Ваньеганнефтьна ПК₁₄

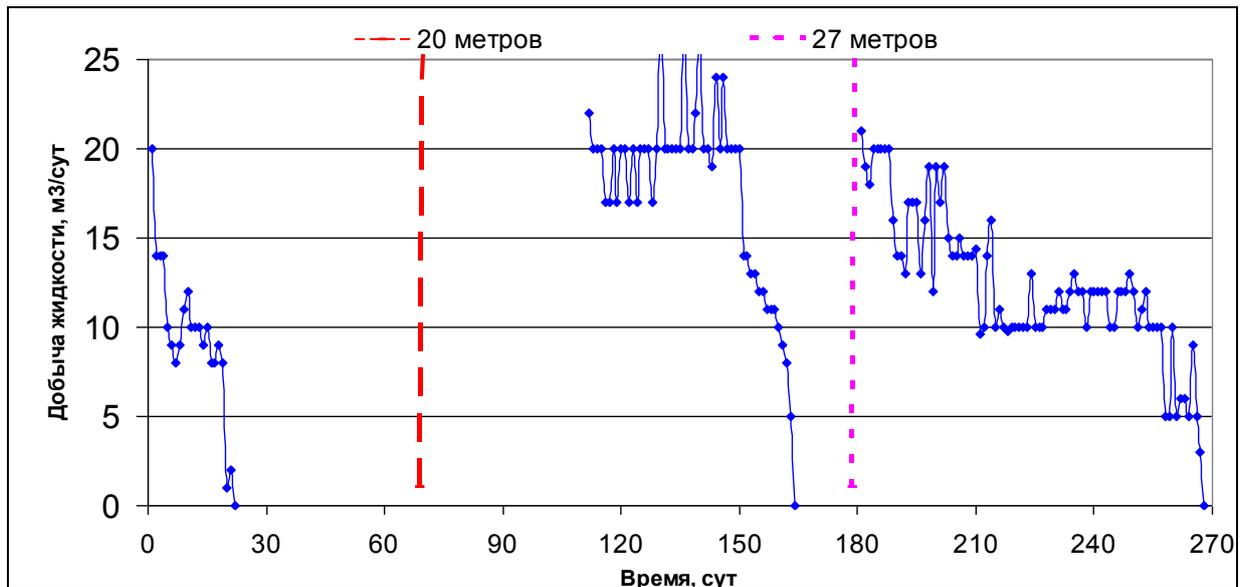


Рис.2 Динамика добычи горизонтальной скважины № 930 Ваньеганского месторождения до и после перфорации горизонтального участка длиной 20,27 м

Забуривание бокового второго ствола в существующей скважине.

Данная технология была применена на скв. 1534 (рис. 1б) с помощью установки капитального ремонта «Кремко-80» (безамбарное бурение). Причем горизонтальный участок забурен также на залежь ПК₁₄ с учетом ее анизотропии по проницаемости, но при этом конструкция призабойной зоны была изменена по сравнению со скв. 930 (см. рис. 1а) и горизонтальный ствол скважины остался открытым, несмотря на то, что пласт ПК₁₄ характерна неустойчивостью пород.

Бурение новых объектов - относительно дорогое инвестиционное мероприятие, поэтому реконструкция бездействующих скважин может быть более целесообразна [1], даже с учетом их капитального ремонта (негерметичность эксплуатационной колонны, нарушение цементного камня и пр.). Поэтому при наличии транзитного фонда скважин, выполнивших свое назначение на нижележащие объекты, необходимо рассмотреть возможности их использования для освоения залежей ПК₁₄ расположенных выше.

В табл. 1 дано сравнение технических решений по скв. 930 и 1534, а на рис. 1 - сравнение их конструкций. Как и ожидалось, забуривание горизонтального участка на скв. 1534 с открытым стволом дало положительный эффект.

Таблица 1

Сравнение технических решений скважин 930 и 1534

№ п/п	Параметр сравнения	Скв. 930	Скв. 1534
1.	Технология	Бурение горизонтальной скважины	Забуривание второго бокового ствола
2.	Конструкция горизонтального участка призабойной зоны	Фильтр из колонны 168 мм	Открытый ствол
3.	Длина горизонтального участка, м	302	182
4.	Максимальный дебит жидкости, м ³ /сут	27	49
5.	Максимальный дебит нефти, м ³ /сут	19	43
6.*	Уменьшение диаметра эксплуатационной колонны	Нет	В 50% да, из-за не герметичности ЭК
7.**	Затраты с учетом отсыпки кустовых оснований	В 2-3 раза больше	В 2-3 раза меньше
8.	Вид затрат	Капитальное вложение	Эксплуатационные издержки
9.	Отнесение затрат на себестоимость через статью калькуляции	"Амортизация скважины" в течение 15 лет.	"Капитальный ремонт" в течение квартала.
10.	Налоговые льготы в соответствии с Постановлением правительства РФ № 1213 от 1.11.99 «О мерах по вводу в эксплуатации бездействующих скважин» (освобождение нефти добытой из этих скважин от акциза и налога на ВМСБ)	Нет	Да

Примечание:

* Сокращения диаметра эксплуатационной колонны отрицательно влияет на добычные возможности подъемника. Наибольшее сокращение потенциала скважины происходит при использовании УЭЦН и наименьшее - при газлифтном способе добычи нефти.

**Оценка сделана при наличии на кусте 24 скважин. С увеличением скважин на кусте, тем меньше удельные затраты на одну скважину. В то же время из-за увеличения кривизны затраты на их эксплуатацию растут в зависимости от способа добычи. Кривизна скважины оказывает большое влияние на штанговые насосы и УЭЦН и значительно меньшее - на газлифтные и фонтанные установки.

Сравнение характеристик вытеснения по скв. 930 и 1534

приведено на рис. 3

При этом удельная добыча на 1 м горизонтального участка по скв. 1534 в 3 раза больше, а на один метр, вскрытой части - сопоставима со скв. 930.

По данной схеме планируется перевести еще 9 скважин Ваньеганского месторождения из бездействующих.

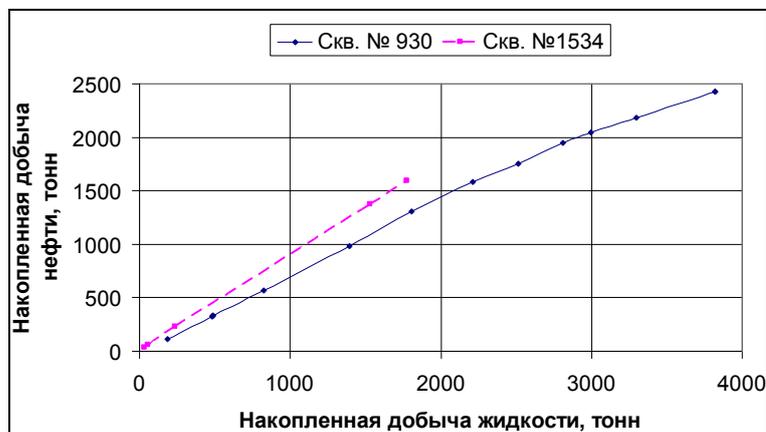


Рис. 3. Характеристики вытеснения для горизонтальных скважин Ваньеганского месторождения

Щелевая перфорация.

Перфорация гидромеханическая щелевая ПГМЩ также позволяет увеличить площадь фильтрации высоковязкой нефти в призабойной зоне. Согласно технологии, испытанной на скв. 610 Ваньеганского месторождения, вдоль ствола скважины шириной до 11 мм с помощью специальной фрезы (с гидравлическим приводом), разрезающей эксплуатационную колонну и частично цементный камень, прорезалась щель. По высоте размер щели регулируется спуском трубы (скорость перемещения фрезы 20-30 см в час); после поворота фрезы было сделано еще 3 щели. Для охлаждения фрезы и разрушения слабосцементированной породы (удаленной от ствола) через специальные насадки струей рабочего агента под давлением 10 МПа производили дополнительное воздействие на коллектор пласта ПК₁₄. Результаты ГИС показали, что нагнетаемая жидкость образовала каверны до 50 см вглубь от ствола скважины, однако, вопреки ожиданиям, дебит скважины оказался незначительным (порядка 3-5 м³/сут). Такая низкая эффективность, вероятно, обусловлена двумя причинами:

- использованием в качестве рабочего агента технической воды; в будущем планируется использовать более нейтральные рабочие агенты, так как низкопроницаемый коллектор залежи ПК₁₄ сильно подвержен отрицательному техногенному воздействию воды в момент вскрытия;
- невозможностью насосной установки создать депрессию, достаточную для выноса техногенной воды из призабойной зоны (планируется перевод данной скважины на газлифтную эксплуатацию с помощью плунжерного лифта).

Предупреждение охлаждения призабойной зоны

По данным ГИС (регистрация температуры) обнаружено: чем выше доля свободного газа при фильтрации газожидкостного флюида в призабойной зоне, тем ниже температура (рис. 4)

Известно, что при снижении равновесной температуры всего на 2-3 °С резко возрастает скорость выпадения высоковязких компонентов нефти в порах коллектора и уменьшается проницаемость породы. Значит необходимо сократить прорыв газа из газовой шапки путем его изоляции. Также известно, что при наличии свободной газовой фазы скорость адгезии высоковязкой нефти, наоборот, уменьшается. Кроме этого частичная дегазация аномальной нефти приводит к

снижению предельного динамического напряжения сдвига. Поэтому однозначного вывода о вреде или пользе газа в призабойной зоне пока нет.

А) Подогрев жидкостью от продукции нижерасположенного обводненного пласта [3, 4]. Применение данной технологии, например, на скважине № 8043 при общей добыче жидкости $71 \text{ м}^3/\text{сут}$ даже без оптимизации режима позволила увеличить добычу высоковязкой нефти более чем в 2 раза (по результатам замеров тест сепаратора). Кроме этого, замер вязкости добываемой продукции показал, что ее вязкость на порядок меньше чем вязкость нефти залежи ПК 14. То есть, при смешивании продукций наблюдается эффект гидротранспорта, облегчающий процессы извлечения и транспортировки высоковязкой нефти.

Поэтому для повышения эффективности разработки основных фондов (большая часть которых - скважины), кроме бездействующих, предполагается использовать и транзитно проходящие на нижележащие объекты (находящиеся на поздней малорентабельной стадии разработки) скважины путем дострела интервала или забурки боковых стволов на залежи ПК₁₄ и дальнейшей их эксплуатации по одновременно-раздельной схеме [2, 3].

Б) Увеличение температуры околоскважинной зоны путем циркуляции или периодической закачки теплоносителя [4]. Например, закачка горячей нефти в скважину с помощью АДП, однако, эффективность данного метода кратковременна. Осуществление непрерывной циркуляции теплоносителя более предпочтительно, но промышленные испытания этой технологии не проводились.

В) Увеличение температуры околоскважинной зоны можно осуществлять с помощью скважинных нагревателей: индукционного, греющего кабеля, ТЭН, спускаемого в НКТ или в межтрубное пространство на кабеле.) [4]. При тепловом воздействии (или сразу после него) создание депрессии на пласт является обязательным условием. Кроме этого, увеличение депрессии способствует выносу из призабойной зоны фильтра бурового раствора, жидкости глушения и твердовзвешенных частицы, так же снижающих продуктивность скважины. Максимально возможную депрессию без особых эксплуатационных проблем для подъемника можно создать газлифтом.

Акустические воздействия на ПЗС.

Акустическую жидкофазную обработку используют для диспергирования поверхностных пленок на минеральных образованиях. Разрушение пленок происходит в основном под действием кавитации на границе раздела фаз, зависящей от частоты и интенсивности акустического поля. При этом очень важно одновременно создать касательное напряжение на слой адгезионной пленки, то есть депрессию в призабойной зоне в момент воздействия на нее. Очистка поровых

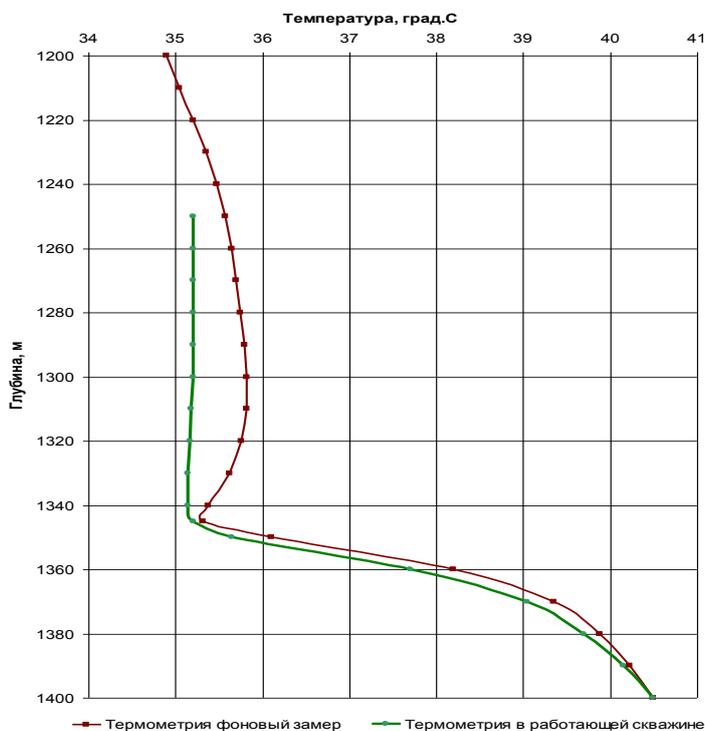


Рис. 4. Термоаномалии при инъекции газа из пласта (скважина № 339 Ваньеганского месторождения)

и перфорационных каналов от механических примесей и высоковязких отложений при помощи срыва поверхностных слоев жидкости увеличивает их эффективное сечение, вовлекая в процесс фильтрации застойные зоны пласта. Снижение вязкости нефти за счет разрушения ее реологической структуры путем деполяризации молекул и ослабления межмолекулярных связей способствует росту фазовой проницаемости нефти, а уменьшение сил поверхностного натяжения повышает коэффициент вытеснения нефти водой

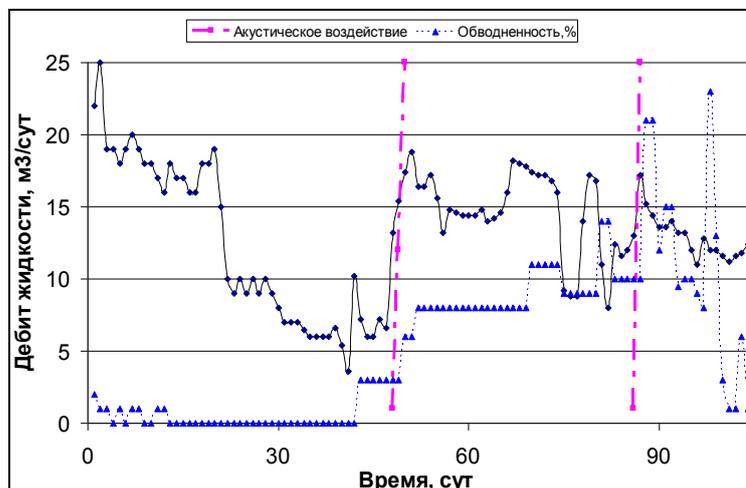


Рис. 5. Акустическое воздействие на призабойную зону скважины № 400 Ваньеганского месторождения

Испытания по акустическому воздействию на призабойную зону залежей ПК₁₄ были проведены на нескольких скважинах Ваньеганского месторождения, добывающих высоковязкую нефть. С помощью пьезоэлектрических генераторов акустических волн мощностью 1 кВт воздействовали высокими частотами (20 КГц) на ближнюю околоскважинную зону (до 1 м) и низкой частотой (5-8 Гц) на удаленную часть призабойной зоны. Промысловые испытания данной технологии по скв. 400 Ваньеганского месторождения (рис.5) показали, что акустическое воздействие действительно восстанавливает продуктивность скважины, но приводит к увеличению обводненности продукции. Как видно из рис.5, частые акустические обработки (до снижения продуктивности скважин) нельзя считать эффективными. При распространении акустических колебаний в глубь призабойной зоны происходит диссипация (уменьшение) энергии, в итоге переходящая в тепловую энергию системы, что также положительно влияет на процесс фильтрации высоковязкой нефти. Испытания на других объектах показали: достаточная (для срыва адгезионной пленки) депрессия на призабойную зону скважины в момент акустического воздействия – обязательное условие для успешного применения технологии. Без особых проблем (высокий газовый фактор, пескопроявления) этого можно достигнуть при газлифтном способе эксплуатации. Кроме того, лабораторные исследования подтвердили, что ультразвуковое воздействия на высоковязкую нефть снижает ее вязкость.

Так, например, при ультразвуковом воздействии произвольной частоты на поверхностную пробу высоковязкой нефти залежи из скв. 339 ПК₁₄ Ваньеганского месторождения в течение 10 минут ее вязкость уменьшилась с 579 до 433 мПа*с причем эффект продолжался более 20 часов (этого времени достаточно не только для извлечения, но и для транспортировки продукции до центрального сборного пункта).

Газо-импульсное воздействие на ПЗС

Импульсно-волновая обработка фильтрационной зоны пласта предназначена для ее очистки от бурового раствора или кольматационных отложений, а также воздействия на смолистые отложения высоковязкой нефти. Применение по-

роховых генераторов давления, опускаемых в скважину на каротажном кабеле в эксплуатационную колонну диаметром 5-6" создает предпосылки для оперативного управления фильтрационными характеристиками пород в призабойной зоне пласта при использовании энергии газовых импульсов:

- под влиянием дистанционно регулируемого с поверхности кратковременного импульсного нагружения, которое выше горного в 1,5-2 раза, происходит процесс разуплотнения структуры пород;

- повышается межзерновая пустотность, способствующая улучшению коллекторских свойств;

- проницаемость массива увеличивается в 2 - 3 раза и более.

В результате при создании депрессии очищается фильтрационная зона пласта. Кроме того, часть газов через перфорационные каналы попадает в пласт, растворяется в нефти, из-за чего происходит снижение ее вязкости, и способствует интенсификации ее притока.

Технология проведения работ позволяет воздействовать струей перегретых газов в интервале перфорации. При этом практически исключена динамическая нагрузка на ближайшие участки обсадной колонны, а использование дозированной массы газов способствует проведению работ в режиме, щадящем и обсадную колонну, и цементный камень.

Скважинный (глубинный) прибор – это 2-метровый полый металлический цилиндр. Он оборудован, как и любой геофизический прибор, кабельной головкой и может быть спущен в скважину на стандартном геофизическом кабеле. Генератор импульсов имеет штуцер для заправки его газообразным азотом и клапанную систему из шести инжекторов, расположенную в верхней части прибора симметрично по его окружности. При заправке генератора азотом предусмотрен контроль давления внутри прибора. Аппаратура позволяет обеспечить давление в зоне до 12,0 - 15,0 МПа и провести селективную обработку перфорированного пласта в точно заданных интервалах от 1 до 5 метров.

Технология газоимпульсного воздействия была опробована на 3 скважинах, добывающих высоковязкую нефть из залежей ПК₁₄ Ваньеганского месторождения. На рис. 6. представлены результаты, подтверждающие эффективность данного метода на примере скв.1748.

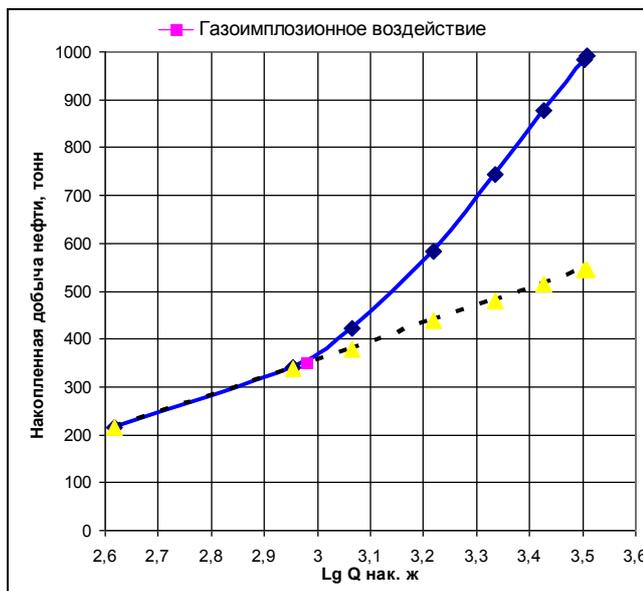


Рис. 6. Характеристика вытеснения по скважине № 1746 Ваньеганского месторождения

Низкочастотное воздействие на призабойную зону скважины.

Низкочастотное воздействие многократных депрессий на околоскважинную зону можно производить пульсациями технологического режима при помощи специального клапанного устройства [5].

В заключение подчеркнем, что основными причинами, вызывающими осложнения при добыче высоковязкой нефти на первой стадии разработки, явля-

ется адсорбция и адгезия высоковязких смол на порах коллектора в призабойной зоне скважины. Применение газлифтного способа эксплуатации скважин позволяет наиболее эффективно предупреждать проблемы и решать их различными видами воздействия

ЛИТЕРАТУРА

¹ Шарифов М.З., Леонов В.А. и др.// Патент РФ № 2131017 "Скважинная установка". - Бюл. № 15, 27.05.99

² Леонов В.А., Донков П.В. Одновременно раздельная эксплуатация нескольких объектов разработки на Ван-Еганском месторождении. //Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО.- Ханты-Мансийск.- 1999 год.

³ Донков П.В., Леонов В.А., Кирилов С.И., Шарифов М.З. Технологии добычи вязкой нефти путем бескомпрессорного газлифта на примере Ван-Еганского месторождения // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО.- Ханты-Мансийск.- 1998 год.

⁴ Шарифов М.З., Леонов В.А. и др.// Патент РФ № 2138622 "Способ эксплуатации скважин и установка для его реализации".- Бюл. № 27, 27.09.1999.

⁵ Шарифов М.З., Леонов В.А. и др.// Патент РФ № 2067159 "Клапанное устройство".- Бюл. № 27, 27. 09.1999