

**Е.Г. Тимонов**, и.о. зав. отделом проектирования и разработки – заместитель директора ДПР, e-mail: TimonovEG@kr-nipineft.ru; **В.В. Вараксин**, директор департамента проектирования разработки, ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»; **Д.А. Антоненко**, главный инженер проектов; **В.Н. Суртаев**, ведущий специалист УНТ КНТЦ; **А.В. Тимонов**, заместитель директора ДРМ, ОАО «НК Роснефть»

## АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВ КОНТРОЛЯ ПРИТОКА КАК СПОСОБ ЭФФЕКТИВНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ

*APPLICATION ANALYSIS OF INFLOW CONTROL DEVICES (ICD) AS A WAY TO HORIZONTAL WELL COMPLETION EFFICIENCY ON THE YURUBCHENO-TOHOMSKOYE FIELD.*

*E.G. Timonov, V.V. Varaksin, ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»;*

*D.A. Antonenko, V.N. Surtayev, A.V. Timonov, Rosneft Oil Company*

*The article discusses the problem of irregular working of bed development with horizontal wells through the use Inflow Control Device (ICD). We present calculations that determine the effectiveness of this technology. We describe the method to identify the key parameters of the well-applicant for ICD and justify the economic efficiency of the project, defined as the ratio of yield and cost of wells.*

*Keywords: Inflow Control Device (ICD), well length, efficiency.*

Нефтегазовый комплекс является одной из важнейших отраслей промышленности Российской Федерации, обеспечивая экономику важнейшими энергетическими ресурсами и являясь главным донором валютных поступлений. Поэтому дальнейшее развитие требует наращивания ресурсной базы углеводородного сырья.

Юрубчено-Тохомское месторождение (ЮТМ), расположенное в Эвенкийском муниципальном районе Красноярского края, по своим запасам и ресурсам наряду с другими месторождениями Юрубчено-Тохомской зоны может стать крупным центром нефтегазодобычи Восточной Сибири. В геологическом отношении ЮТМ расположено в западной части Сибирской платформы, имеет сложное геологическое строение, обусловленное карбонатными трещинными

коллекторами, мощной толщей газовой шапки и подстилающей воды.

На месторождениях с мощной толщей газовой шапки применение горизонтальных скважин позволяет увеличить время работы скважины до прорыва газа и повысить эффективность дренирования нефти из пласта, т.к. позволяет «подсечь» трещины. Однако полностью исключить проблему конусообразования газа не удастся. Из-за наличия потерь давления на трение и неоднородностей в распределении проницаемости прорыв газа происходит неравномерно вдоль ствола скважины, что приводит к падению продуктивности скважины, уменьшению времени ее эксплуатации и снижению объема извлекаемых запасов нефти. В качестве решения проблемы неравномерной выработки пласта в горизонтальных скважинах было пред-

ложено использование оборудования для контроля притока – Inflow Control Device (далее – ICD).

На сегодняшний день на рынке нефтегазового оборудования представлены два типа ICD, использующих различные механизмы создания дополнительного сопротивления притоку из пласта: 1) винтовые каналы; 2) керамические штуцеры.

В ICD с винтовым каналом дополнительное падение давления возникает при протекании флюида по винтовому каналу определенной длины и диаметра. В таком устройстве сопротивление потоку возникает вследствие сил трения и центробежных сил. Существует ограничение по вязкости (не более 30 сП).

Параметры работы ICD второго типа (штуцеры), в котором дополнитель-

ное сопротивление создается при протекании флюида через отверстия определенного диаметра, не зависят от вязкости флюида и, соответственно, не чувствительны к образованию эмульсии.

При выборе ICD с винтовым каналом существенно усложняется возможность изменения комплектации непосредственно на буровой по результатам интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС), поскольку характеристики оборудования данного типа определяются количеством спускаемых секций и длиной винтовых каналов. В связи с этим для оперативной корректировки характеристик ICD потребуется заранее закупать большое количество секций с различными характеристиками, большая часть которых останется невостребованной. Заявленным разработчиками преимуществом данной технологии является способность устройства адаптироваться под конкретные геологические условия.

При выборе ICD со штуцерами появляется возможность оперативной корректировки комплектации непосредственно на буровой по результатам интерпретации ГИС в короткие сроки, т.к. для этого требуется лишь замена штуцеров различных диаметров без замены самих секций ICD.

Риски, которым подвергается нормальный режим работы скважины, оборудованной ICD, связаны с коррозией для оборудования с применением штуцеров и закупориванием асфальтено-смолистыми парафиновыми отложениями (АСПО) винтовых каналов. При установке ICD в интервалы, отличные от изначально запланированных (например, если при бурении произошло нарушение ствола скважины), установка со штуцерами практически полностью теряет свою эффективность, в то время как ICD с винтовыми каналами будет работать с незначительными отклонениями.

На Юрубчено-Тохомском месторождении не предполагается выноса песка, что исключает быструю размывку штуцеров, зато предполагается отложение АСПО, обусловленное низкими пластовыми температурами, что может критически неблагоприятно сказаться на работе скважины, оборудованной ICD винтового типа.

В настоящее время отсутствует критерий применимости технологии и принцип подбора параметров ICD. Целью данной работы была разработка таких критериев и принципов для случая высокопроницаемых однородных пластов при условии однофазного течения и гравитационного режима работы.

### РЕЗУЛЬТАТЫ

Для расчета работы горизонтальной скважины необходимо совместное решение уравнения притока к скважине из пласта и уравнения, описывающего поток в основной трубе. В простейшем случае приток в горизонтальный сегмент скважины из пласта записывается через коэффициент продуктивности как:

$$\frac{dq(x)}{dx} = -PI(\bar{P}_{пл} - P_{СКВ}(x)) \cdot L \quad (1)$$

где  $q(x)$  – поток флюида в стволе скважины, м<sup>3</sup>/сут.;  $P_{СКВ}(x)$  – забойное давление, атм.;  $\bar{P}_{пл}$  – среднепластовое давление, атм.;  $PI$  – коэффициент продуктивности скважины на единицу длины.

$$PI = \frac{\sqrt{k_v k_h}}{18,41 \mu_o B_o \ln \left( \frac{\tan \left( \frac{\pi}{4h} (2z + r_w \sqrt{k_w/k_h}) \right)}{\tan \left( \frac{\pi}{4h} r_w \sqrt{k_w/k_h} \right)} \right)} \quad (2)$$

где  $h$  – мощность пласта,  $z$  – положение скважины относительно границы постоянного давления,  $L$  – длина скважины,  $k_w/k_h$  – показатель анизотропии,  $r_w$  – радиус скважины,  $B_o$  – объемный коэффициент нефти,  $\mu_o$  – вязкость нефти. Течение в трубе скважины без учета гидростатических и инерционных сил описывается уравнением Дарси – Вейсбаха:

$$\frac{dP_{СКВ}(x)}{dx} = \frac{f \rho}{4 \pi^2 r^5} q^2(x) \quad (3)$$

Данная система уравнений позволяет получить решение только для случая однофазного потока, т.е. до прорыва газа или воды в скважину.

Для определения градиента давления вдоль ствола горизонтальной скважины необходимо рассчитать дебит в каждой точке горизонтального участка скважины от пятки до ее конца. Для этого необходимо задаться таким значением дебита на забое, чтобы на

конце скважины дебит был равен нулю. Для определения такого значения использовался метод деления отрезка пополам.

Вышеописанная методика была использована для обоснования необходимости использования устройств контроля притока (ICD) в горизонтальных скважинах на месторождении Компании, а также для определения оптимальной длины горизонтального ствола скважин.

Расчет проводился для ЮТМ, которое характеризуется высокой проницаемостью  $k_v = k_h = 1000$  мД, пластовым давлением  $\bar{P}_{пл} = 216$  атм и целевой депрессией  $(\bar{P}_{пл} - P_{СКВ}(x)) = 1$  атм – условие гравитационного разделения фаз. Основной гидравлической характеристикой оборудования для контроля притока является корреляционная зависимость перепада давления от величины потока заданной плотности и вязкости.

$$\Delta P_{ICD} = P_{ICD}(x) - P_{СКВ}(x) = \frac{dq(x)}{dx} + \beta \left( \frac{dq(x)}{dx} \right)^2 \quad (4)$$

где

$P(x)$  ICD – давление на внешней поверхности ICD, атм.;

$P(x)$  СКВ – давление в стволе скважины, атм.;

$q(x)$  – поток флюида в стволе скважины, м<sup>3</sup>/сут.;

$\alpha$  и  $\beta$  – эмпирические коэффициенты (коэффициенты калибровки ICD), зависящие от свойств флюидов и технических характеристик ICD.

Принцип действия ICD заключается в том, что за счет конструктивных особенностей устройство оказывает сопротивление, зависящее от величины потока. Дополнительное сопротивление приводит к выравниванию профиля притока в горизонтальной скважине и, несмотря на снижение продуктивности вследствие возникновения дополнительного перепада давления на устройстве, обеспечивает лучшую выработку пласта за счет увеличения времени прорыва газа/воды в скважину, а также за счет снижения газового фактора и обводненности после прорыва.

В данных расчетах предусмотрена возможность выбора ICD с различными характеристиками (19 типов). Каждый тип ICD имеет свои эмпирические коэффициенты. То есть при выборе определенного типа ICD расчет дав-

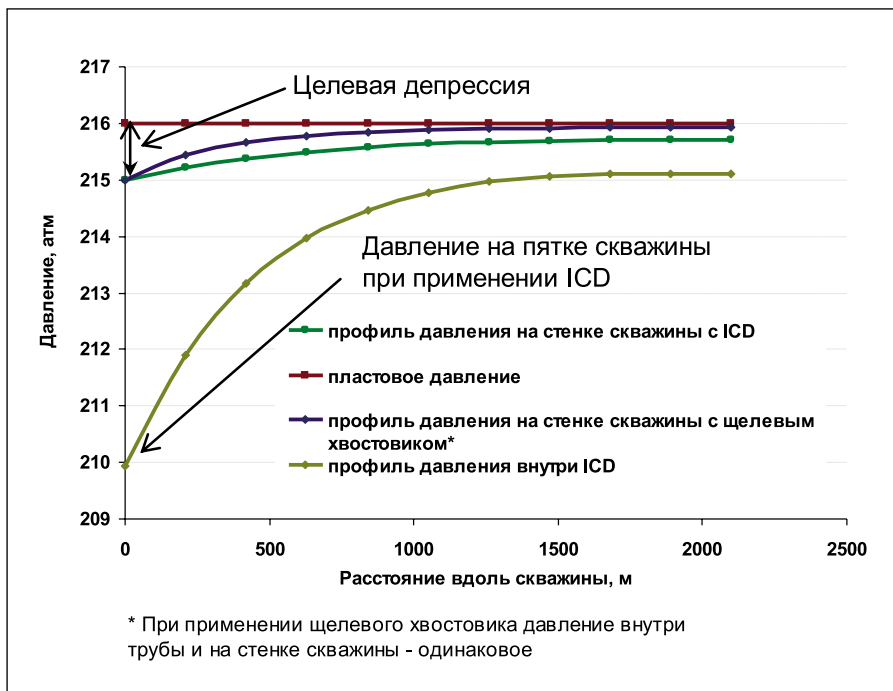


Рис. 1. Профиль давления при заканчивании с ICD и щелевым фильтром

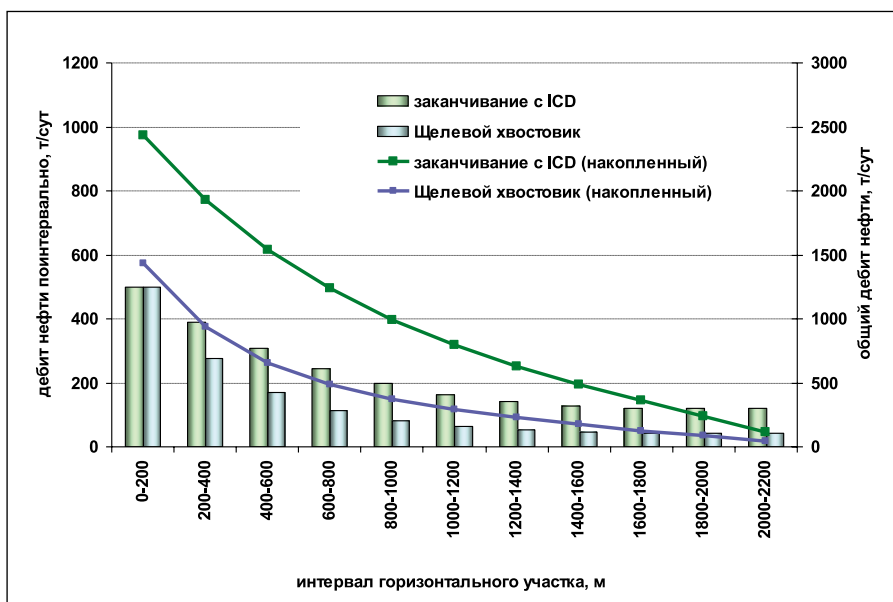


Рис. 2. Профиль добычи при заканчивании с ICD и щелевым фильтром

лений производится с учетом этих коэффициентов. Для расчета параметров работы скважины с ICD использовались характеристики устройства типа 3,2 атм./м<sup>3</sup>/сут./м. Данный тип ICD был выбран исходя из его внешних габаритов и максимизации накопленной добычи.

На рисунке 1 представлены график падения давления на стенке скважины с ICD и щелевым фильтром и профиль давления внутри ICD. Как видно из рисунка 1, за счет создания устройством дополнительной депрессии профиль давления на стенке скважины значи-

тельно отличается от профиля без использования ICD. Устройство контроля притока позволяет получить дополнительный дебит нефти из удаленных участков горизонтального ствола за счет выравнивания депрессии вдоль ствола скважины.

Основной величиной, которой можно охарактеризовать целесообразность применения ICD в том или ином случае, является величина неоднородности притока в различные участки скважины. Для анализа эффективности применения устройств контроля притока на месторождении был проведен расчет

дебита нефти вдоль горизонтального участка скважины длиной 2200 м (рис. 2). На рисунке 2 представлены общий дебит нефти и дебит на каждые 200 м горизонтального участка трубы при заканчивании ICD и щелевым хвостовиком. Использование устройства позволяет увеличить дебит нефти в среднем на 50%.

Рисунки 1 и 2 наглядно показывают принцип и результат работы устройства контроля притока. Также видно, что при работе горизонтального участка ствола скважины эффективной оказывается не вся его длина, поэтому с точки зрения получения дополнительной добычи от увеличения длины горизонтального ствола и стоимостью его бурения необходимо определить оптимальную длину горизонтального участка для скважин с ICD и щелевым хвостовиком.

Результаты расчета дебита и экономической эффективности проекта, определяемой как отношение дебита и стоимости скважины (эффективность капитальных вложений), которое определяет величину капитальных вложений на добычу 1 тонны нефти при различных длинах горизонтального участка, показаны на рисунках 3 и 4, для скважин с щелевым хвостовиком и ICD соответственно.

Оптимальная длина горизонтального участка скважины определяется дополнительной добычей от увеличения горизонтального ствола и стоимостью его бурения. Анализ результатов расчета на рисунках 3 и 4 показывает, что оптимальная длина горизонтального участка скважин, оборудованных ICD при проницаемости 1000 мД, составляет 1000 м. Для скважин со щелевым фильтром оптимальная длина горизонтального участка составляет 750 м. При этом средний дебит при применении ICD составляет 830 т/сут., при применении щелевого хвостовика – 660 т/сут. Таким образом, прирост дебита при использовании устройств контроля притока равен 170 т/сут.

Технологический расчет дебита производился по методике, описанной выше, и формуле Джоши.

Стоимости скважин были получены по сметным расчетам, которые проводились сотрудниками ОАО «ТомскНИПнефть» совместно с ООО «РН-

КрасноярскНИПнефть», учитывая все необходимые затраты и вложения. Стоимость транспортного ствола составляет 242,5 млн руб.

Стоимость горизонтального ствола с щелевым хвостовиком и устройством контроля притока различается на стоимость разбухающих пакеров\* (1 РП по стоимости 1 млн руб. на каждые 200 м) и составляет:

Для анализа эффективности применения устройств контроля притока на рассматриваемом месторождении был проведен прогноз добычи нефти с первоочередного участка месторождения (рис. 5). Оборудование для контроля притока можно считать эффективным, если его применение позволяет увеличить накопленную добычу нефти за период работы скважины, и таким образом обеспечивает получение прибыли, окупающую затраты, связанные с установкой и эксплуатацией ICD. Прогноз строился на 13 лет для скважин, оборудованных ICD и щелевым хвостовиком при соответствующих оптимальных длинах горизонтальных участков стволов скважин, полученных по результатам расчетов из рисунков 3 и. 4. Как видно из рисунка 5, потери добычи нефти на первоочередном участке при отказе от устройств контроля притока составляют 3,2 млн т за 10 лет эксплуатации участка.

Рассматриваемое месторождение характеризуется неоднородностью в распределении проницаемости, что может привести к неравномерному прорыву газа и воды вдоль ствола скважины и, как следствие, к падению продуктивности скважины, уменьшению времени ее эксплуатации и снижению объема извлекаемых запасов нефти. Учитывая эту геологическую особенность месторождения, необходимо оценить влияние проницаемости на выбор оптимальной длины горизонтального участка скважины с использованием ICD и щелевого фильтра (рис. 6). Как

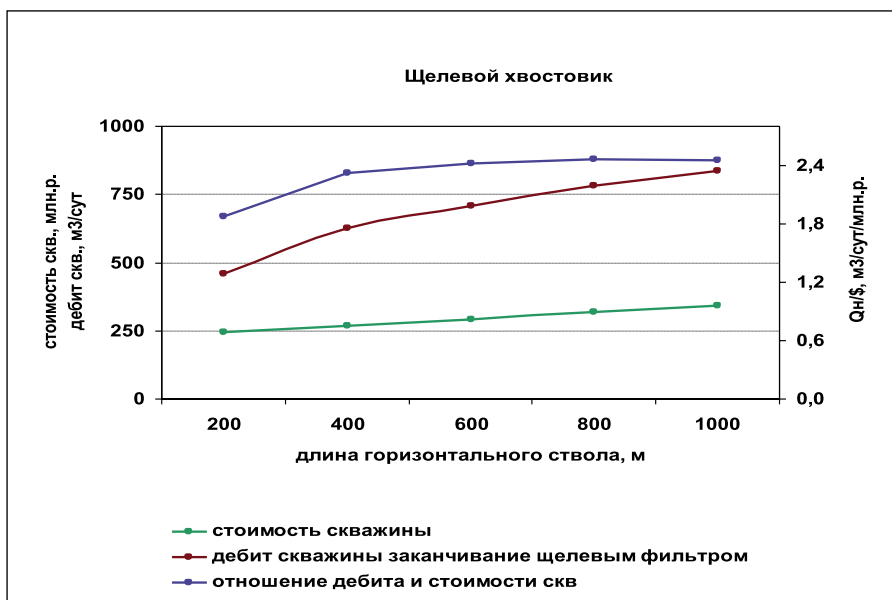


Рис. 3. Зависимость оптимальной длины горизонтального ствола скважины от стоимости и дебита при заканчивании щелевым фильтром

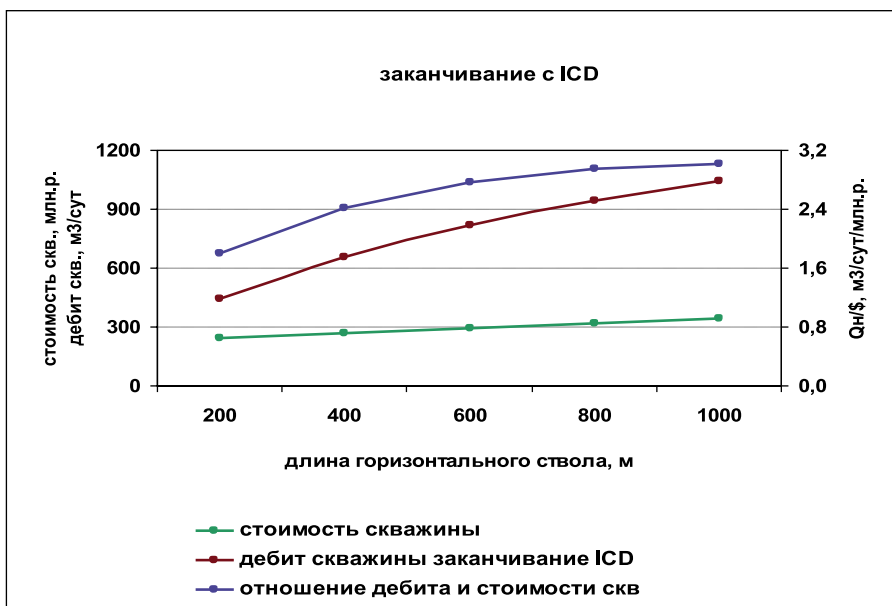


Рис. 4. Зависимость оптимальной длины горизонтального ствола скважины от стоимости и дебита при заканчивании ICD

видно из рисунка 6, оптимальная длина горизонтального участка в диапазоне низких проницаемостей от 200 до 1000 мД резко падает со значений 2000 м до 600 м, затем при высоких проницаемостях изменяется в небольшом диапазоне от 600 до 200 м. Это объясняется тем, что при увеличении проницаемости

растет дебит скважины, что, в свою очередь, позволяет получать окупаемость вложений при меньших длинах горизонтального участка скважины. При наличии в пласте высокой неоднородности проницаемости применение ICD тем эффективнее, чем выше средняя проницаемость.

Таблица 1. Стоимость скважины в зависимости от длины горизонтального участка

Длина, м		200	600	1000
Стоимость строительства горизонтального ствола скв., млн руб.	Без УКП	46,7	103,7	160,6
	С УКП	48,7	106,7	165,6

Общая стоимость скважины 1000 м без ICD составляет ~403 млн руб.

\*Оценка стоимости проведена экспертно.

## ВЫВОДЫ

На основе полученных результатов можно сделать следующие выводы:

Технология ICD призвана решать следующие задачи:

- неравномерное вытеснения нефти при использовании горизонтальных скважин ЮТМ, конусообразование воды и газа в пятке скважины;
- борьба с потерями на трение в стволе скважины.

Если первая проблема актуальна для случаев средне- и низкопроницаемых пластов, то вторая возникает при пластах высокой проницаемости. В этом случае в стволе скважины существенно влияние трения о стенки и между слоев самой жидкости. Это явление создает дополнительное гидродинамическое сопротивление потоку, уменьшая разницу давлений между пластовым и внутри скважины, следовательно, уменьшая приток на данном участке. Как правило, при эксплуатации горизонтальных скважин депрессия на пласт выбирается достаточно малой для предотвращения конусообразования, поэтому дополнительное сопротивление потоку в стволе из-за трения является значимым негативным фактором в случае высокопроницаемых пластов.

- Снижение динамики газового фактора на скважинах ЮТМ
- Увеличение КИН на ЮТМ
- Увеличение добычи нефти (170 т/скв./сут.) на скважинах ЮТМ
- Получена методика оценки скважин-кандидата на оборудование ICD. Она позволяет оперативно выделить наиболее характерные случаи применения технологии и определить такие

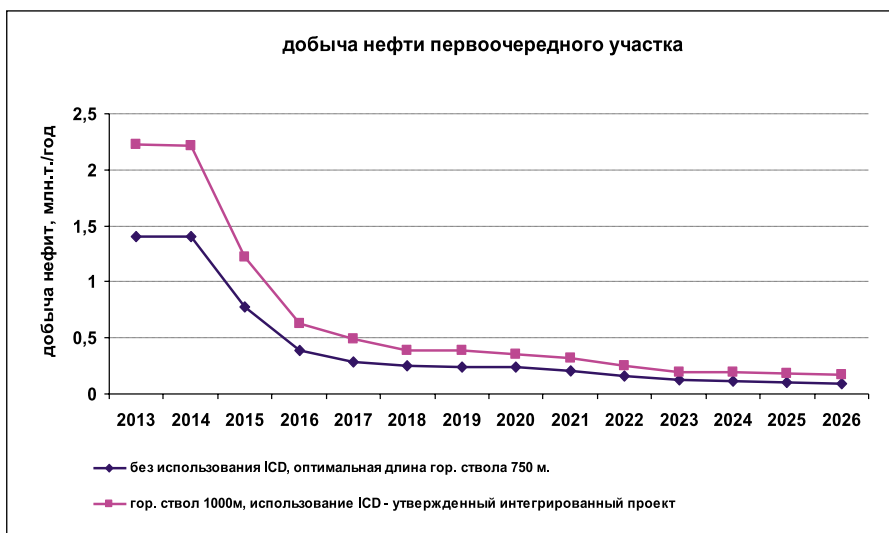


Рис. 5. Сравнение накопленной добычи нефти с применением ICD и без

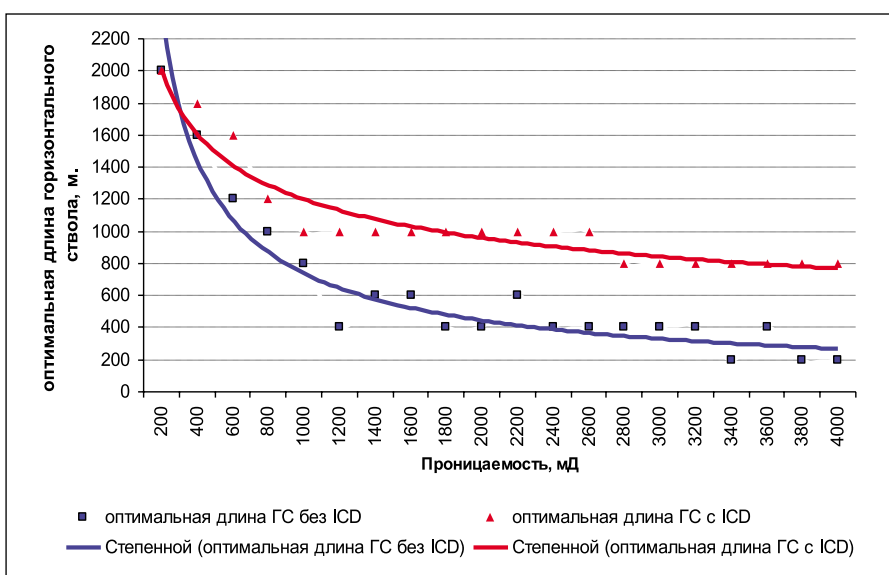


Рис. 6. Зависимость оптимальной длины горизонтального ствола скважины от проницаемости при заканчивании с ICD и щелевым фильтром

ключевые параметры, как длина скважины и диаметр. Спорные случаи требуют более детального технико-экономического обоснования. Методика является универсальной для класса

скважин со сходными свойствами жидкости и депрессиями и различающихся проницаемостями пластов, что делает ее применимой к месторождению в целом.

### Литература:

1. Антоненко Д.А., Мурдыгин Р.В., Хатмуллина Е.И., Амирян С.Л. Оценка эффективности применения оборудования для контроля притока в горизонтальных скважинах // Нефтяное хозяйство, №11, 2007, с. 84–87.
2. Антоненко Д.А., Амирян С.Л., Мурдыгин Р.В., Хатмуллина Е.И. Влияние изменения параметров оборудования для контроля притока на эффективность его применения в горизонтальных скважинах // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть», №5, 2007.
3. Joshi, Sada D. Horizontal well technology, Pennwell Books, 1991. – 552 p.
4. Ozkan E., Raghavan R. Performance of Horizontal Wells Subject to Bottomwater Drive// SPE Reservoir Engineering. –1990. –August. – P. 375–383.
5. Birchenko V.M., Usnich A.V., Davies D.R. Impact of Frictional Pressure Losses Along the Completion on Well Performance, preprint PETROL2601 submitted to Journal of Petroleum Science and Engineering, 2009.

**Ключевые слова:** устройство контроля притока, профиль притока, длина ствола, эффективность.

## ОБЪЕДИНЕННАЯ ТОРГОВАЯ КОМПАНИЯ



поставляет оборудование, производимое предприятиями Группы ГМС, и реализует комплексные проекты. Филиалы и представительства ЗАО «ГИДРОМАШСЕРВИС» расположены в различных регионах России, СНГ и дальнего зарубежья. [www.hms.ru](http://www.hms.ru)

### НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

ОАО «ГМС Насосы»  
Ливны

ОАО «Ливнынасос»  
Ливны

ОАО «Насосэнергомаш»  
Сумы, Украина

ОАО «Завод «Промбурвод»  
Минск, Беларусь

ОАО «ВНИИАЭН»  
Сумы, Украина

ОАО «ГМС Бытовые насосы»  
п. Бавлены, Владимирская обл.

### НЕФТЕГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

ОАО «ГМС Нефтемаш»  
Тюмень

ОАО ИПФ «Сибнефтеавтоматика»  
Тюмень

ЗАО «Нижневартовскремсервис»  
Нижневартовск

ОАО «Димитровградхиммаш»  
Димитровград

### ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО

ОАО «Гипротюменнефтегаз»  
Тюмень

ОАО «Институт «Ростовский  
Водоканалпроект»  
Ростов-на-Дону

ОАО «Томскгазстрой»  
Томск

ОАО «Трест Сибкомплект-  
монтажналадка»  
Тюмень

# Инженерные решения для управления потоками



## КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

**Разработка новых конструкций насосов,  
производство и поставка насосных агрегатов:**

- для магистрального, внутрипромышленного, межпромышленного транспорта нефти и нефтепродуктов
- для систем ППД
- для добычи нефти
- для откачивания жидкостей из емкостей и резервуаров
- мультифазные насосы и агрегаты
- автономные дизель-насосные агрегаты

**Шеф-монтаж, пусконаладка**

**Сервисное обслуживание,  
ремонт и модернизация**

**Реализация EPC  
проектов**

Россия, 125047, Москва  
ул. Чайнова 7  
тел.: +7 (495) 730 66 01  
факс: +7 (495) 730 66 02  
[www.grouphms.ru](http://www.grouphms.ru)