

УДК 622.276

**МОДЕЛИРОВАНИЕ СПУСКА КОМБИНИРОВАННОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ
В ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ИМ. Ю. КОРЧАГИНА**

**COMBINED COMPLETION SYSTEM DESIGN MODEL FOR HORIZONTAL
WELLS ON YU. KORCHAGIN OFF-SHORE FIELD**

Елисеев Д.В., Куренов М.В.

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», г. Астрахань, Российская Федерация
Астраханский государственный технический университет,
г. Астрахань, Российская Федерация

D.V. Eliseev, M.V. Kurenov

LLC "LUKOIL-Nizhnevolzhskneft", Astrakhan, Russian Federation
Astrakhan state technical university, Astrakhan, Russian Federation

e-mail: kurenov-mikhail@rambler.ru

Аннотация. Разработка месторождения им. Ю. Корчагина осуществляется скважинами с горизонтальными участками до 5000 метров, что позволяет иметь повышенную поверхность вскрытия пласта и снизить фильтрационное сопротивление в призабойных зонах. Таким образом, повышается не только производительность скважин, но и увеличивается конечная нефтеотдача залежи в целом.

В статье рассматривается моделирование спуска и работы комбинированного заканчивания в горизонтальные скважины с длиной до 5000 метров. Авторами вводятся новые понятия как: «комбинированное заканчивание», которое представляет собой установку в горизонтальной продуктивной части ствола скважины, «пассивных» и «активных» устройств регулирования притока. По результатам моделирования работы комбинированного заканчивания показываются преимущества позволяющие оптимизировать работу скважины на протяжении всей ее эксплуатации, снизить объемы прорывного газа и значительно увеличить срок эксплуатации скважины в оптимальном режиме.

Abstract. Development of the field of a name Korchagin carried wells with horizontal sections up to 5000 meters, which allows you to have an increased surface drilling-and lower filtration resistance in bottom-hole zones. Thus, not only increases productivity of wells, but also increases the ultimate oil recovery reservoir as a whole.

This paper presents modeling outcome for Combined Completion run and performance in ERD wells with horizontal openhole up to 5000 m. "Combined Completion" is introduced by the authors as a new concept, which implies installation of "ac-

tive” and “passive” Inflow Control Devices in horizontal openhole. Modeling results show the benefits of the Combined Completion System in optimizing well performance over its life, reducing the amount of water and gas breakthrough as well as increasing life of well at optimal operating conditions.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, устройство регулирования притока, интеллектуальная скважина, комбинированное заканчивание, профиль притока, прорыв газа и воды.

Keywords: horizontal well, inflow control device (ICD), intelligent well, combined completion, inflow profile, water and gas breakthrough.

Моделирование спуска комбинированного заканчивания в горизонтальные скважины осуществлено на примере одной из скважин месторождения им. Ю. Корчагина, расположенного на шельфе Северного Каспия и введенного в эксплуатацию в 2010 году.

Разработка месторождения им. Ю. Корчагина осуществляется скважинами с горизонтальными участками до 5000 метров, что позволяет иметь повышенную поверхность вскрытия пласта и снизить фильтрационное сопротивление в призабойных зонах. Таким образом, повышается не только производительность скважин, но и увеличивается конечная нефтеотдача залежи в целом.

На начало 2013г. на месторождении им. Ю. Корчагина закончено строительство 14 скважин из которых 2 газопоглощающие, 1 водопоглощающая и 11 нефтедобывающих. На добывающих скважинах опробована система с пассивными устройствами регулирования притока наряду с песочными фильтрами. На одной из скважины, по всей ее длине, установлена оптоволоконная система мониторинга температуры в реальном времени по новейшей технологии. Данная система позволяет определить участки прорыва газа в стволе скважины.

Горизонтальные стволы, проходя по продуктивному пласту на сотни метров, а в нашем случае доходя до нескольких километров, могут открыть в неоднородном пласте участки с повышенной проницаемостью, что позволяет получить по этим скважинам дебиты в несколько раз выше по сравнению с вертикальными. Появляется возможность разбурить газонефтяные залежи и водонефтяные залежи меньшим числом скважин и разрабатывать эти объекты на минимальных депрессиях.[1]

На практике доказана нецелесообразность разработки протяженными участками пофазовых зон нефтяных оторочек с активной подошвенной водой без устройств регулирования профилей притока скважинного флюида, особенно учитывая, что разрабатываемый пласт на месторождении им. Ю. Корчагина неоднороден по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС). Для примера на рисунке 1 представлен профиль проницаемости скважины. В случае заканчивания открытым стволом/хвостовиком без устройства регулирования притока очевиден быстро-

течный прорыв газа либо воды в «пятке» скважины и по высокопроницаемым зонам.

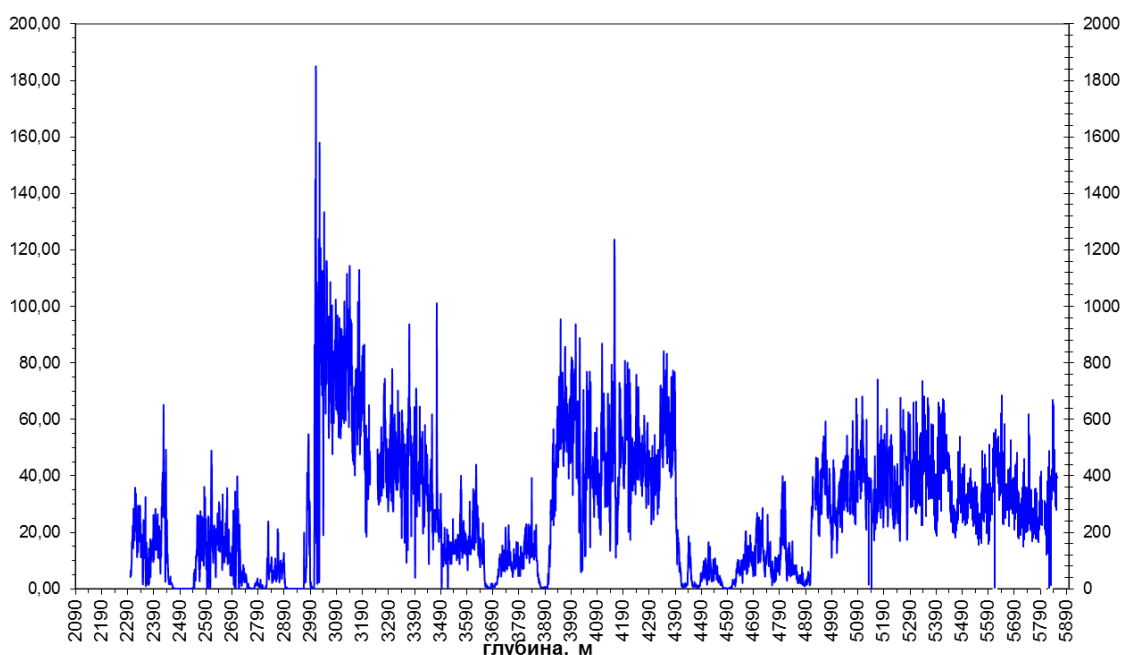


Рисунок 1. Профиль проницаемости скважины

Из-за неравномерного распределения фильтрационно-емкостных свойств, вдоль горизонтального ствола, возникает необходимость выравнивания профиля притока, для чего горизонтальную часть скважины разделяют на участки с одинаковой проницаемостью при помощи разбухающих на воду и нефть пакеров, и спускают пассивные устройства регулирования притока, которые представляют собой фильтр с внутрискважинными штуцерами разного диаметра. Штуцера предварительно устанавливаются на базовую трубу непосредственно перед спуском хвостовика в скважину, на основании данных, полученных во время бурения скважины. Данная схема позволяет оптимизировать профиль притока скважинного флюида в скважину, сокращая риски преждевременного прорыва воды и газа.

Однако, малейшие изменения гидродинамических характеристик в призабойной зоне, неоднозначность интерпретации каротажа в режиме реального времени может стать причиной преждевременного и нежелательного прорыва газа и/или воды в скважину.

Решением данной проблемы, а именно снижение объема прорываемого газа и/или воды в скважину может служить активное штуцирование зон. Такие системы еще также носят название как «Интеллектуальное заканчивание».

Интеллектуальное заканчивание скважин представляет собой комплекс активных устройств регулирования притока, спускаемый на насосно-компрессорных трубах, с оборудованием мониторинга за скважинными показате-

лями наряду с системой разобщения продуктивной части пласта по проницаемости. Данный комплекс позволяет осуществить мониторинг и контроль продуктивных зон пласта в реальном времени без проведения дополнительных внутрискважинных работ.

Благодаря этому технологии интеллектуальных скважин обеспечивают максимальную площадь дренирования пласта и увеличивают нефтеотдачу продуктивных пластов. Существенный рост нефтеотдачи и ускорение добычи достигается путем использования последних инноваций в области бурения и заканчивания скважин.

Как говорилось выше, основой интеллектуальных скважин являются управляемые с поверхности скважинные клапаны, используемые для регулирования притока из отдельных зон или боковых стволов, и постоянные скважинные датчики температуры и давления.

В настоящее время диапазон скважинных клапанов регулирования притока простирается от простых двухпозиционных клапанов до гидравлически и электрически управляемых штуцеров с плавной регулировкой. Разрабатываются клапаны с дистанционной регулировкой и разной площадью сечения потока, соответствующей профилю притока для продуктивной зоны.[2]

Второй немаловажной составляющей интеллектуального заканчивания являются системы мониторинга за скважинными показателями, к которым относятся:

- оптоволоконная система мониторинга за температурой по всей длине скважины;
- забойные датчики давления и температуры;
- многофазные расходомеры;
- сейсмические датчики и электроды, обеспечивающие сканирование продуктивного пласта на удалении от стенок скважины.

Все вышеперечисленные устройства соединены с центром управления, что позволяет практически мгновенно реагировать на изменение условий в скважине. Полученные данные от систем интеллектуального заканчивания используются для постоянного улучшения и обновления моделей добычи, проведения эксплуатационных испытаний в отдельных зонах и ответвлениях и интерпретации их результатов, прогнозирования песко- и водо- проявлений и измерения дебитов и обводненности.

Применение интеллектуального заканчивания в международной практике получило положительные отзывы от компаний-операторов, где данные системы были опробованы. Вывод представителей компаний сводится к тому, что интеллектуальное заканчивание на скважине способствует оптимизации добычи даже при динамических изменениях, происходящих во времени и обеспечивает максимальную площадь дренирования пласта, и увеличивает нефтеотдачу продуктивных пластов.

Возможность установки интеллектуального заканчивания на месторождении им. Ю. Корчагина в сверхдлинные скважины с горизонтальным участком до 5000 м была рассмотрена авторами статьи. В результате выполненных расчетов были получены данные, которые показали не доход компоновки интеллектуального заканчивания до башмака хвостовика. По проведенным расчетам максимальная глубина спуска колонны НКТ в хвостовик с диаметром 7" без вращения возможна до глубины 3600 м. В связи с этим является невозможным осуществить регулировку притока флюида по всей длине продуктивного участка пласта.

С целью достижения максимальной производительности работы сверхдлинных горизонтальных скважин предлагается совместно с интеллектуальным заканчиванием установка пассивных источников регулирования притока. Таким образом, у нас получается комбинированная система регулирования притока, которая получила в обществе одноименное название «Комбинированное заканчивание». Для решения проблемы с прорывом газа и/или воды на протяженных горизонтальных участках предлагается спуск комбинированного заканчивания скважины (рисунок 2), а именно установка пассивных устройств регулирования профиля притока (ICD) непосредственно на хвостовике, в который невозможно допустить НКТ, и установка на НКТ активных, управляемых с поверхности забойных штуцеров. При этом, естественно, в зоне установки активных штуцеров спускается хвостовик без ICD, с разбухающими на воде и нефти пакерами, с целью формирования зон с различной проницаемостью.

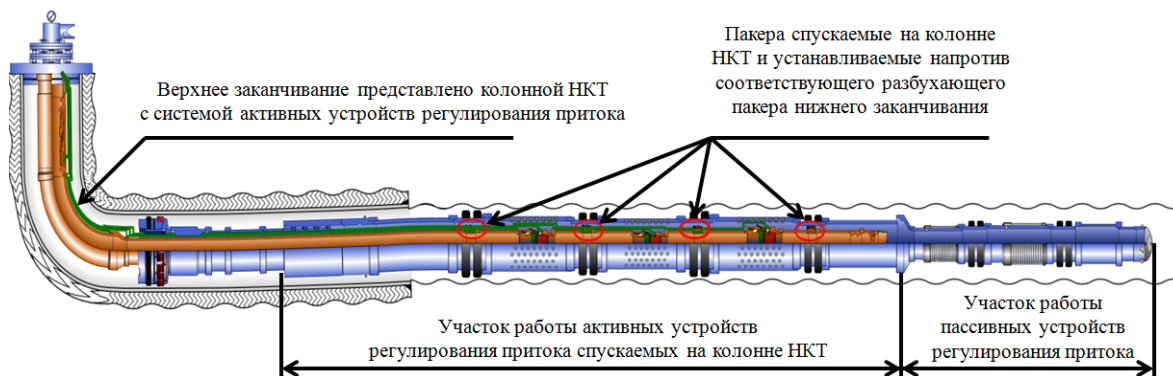


Рисунок 2. Схема комбинированного заканчивания

Моделирование комбинированного заканчивания сделано на примере проекта скважины с длиной горизонтального ствола ~ 4600 м. Скважина разрабатывает залежь Неокома. При моделировании работы комбинированного заканчивания учитывались следующие параметры:

- диаметр открытого ствола: 244 мм;
- депрессия: 3,5 атм.

В модели активные устройства регулирования притока устанавливаются на трех участках с максимальной глубиной спуска на НКТ - 3600 м (расчеты по глубине спуска представлены на рисунке 3).

Спуск комбинированной колонны НКТ 4,5" 12,6# ТМК FMT + 3,5 9,2# ТМК FMT(4000 м при коэффициенте трения 0,35)

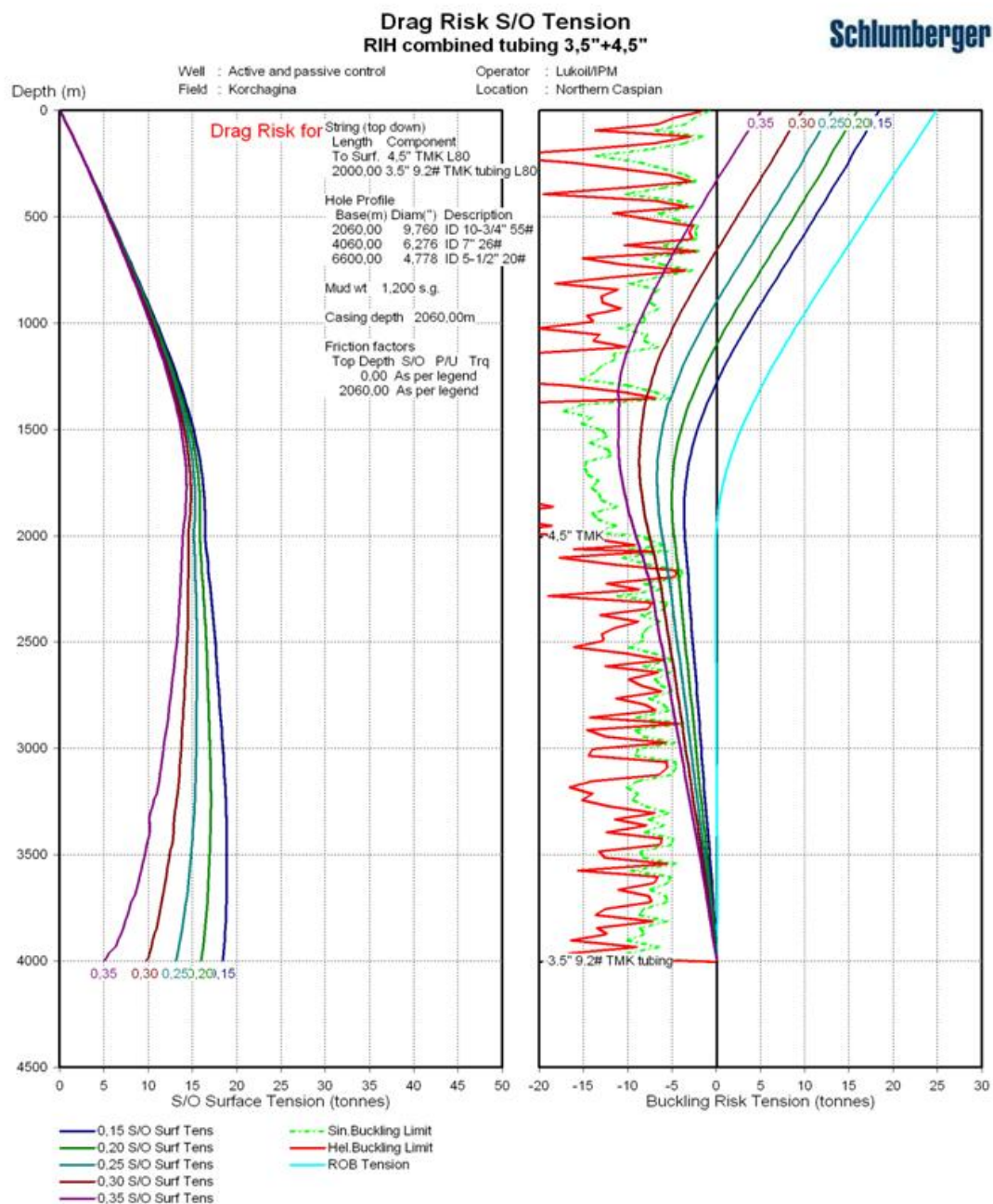


Рисунок 3. Расчет глубины спуска комбинированного заканчивания

Расчеты спуска колонны выполнены в программе TDAS, которая учитывает все возникающие нагрузки по трубе при спускоподъемных операциях (СПО).

При этом условный диаметр смешанного хвостовика нижнего заканчивания на участке 2200-3600м составляет 7", а на участке 3600-6600м - 5". На обоих участках устанавливаются фильтрующие элементы. Пассивное устройство регулирования притока устанавливается на 5" хвостовике 3600-6600м (рисунок 4).



Рисунок 4. Схема комбинированного заканчивания

На начальном этапе комбинированное заканчивание позволяет значительно увеличить дебиты скважины из-за отсутствия штуцеров на продуктивном участке 2200-3600м (не требуется штуцировать пяточную зону скважины). Для подтверждения вышесказанного было выполнено моделирование на начальном этапе работы скважины до прорыва газа при установке комбинированного заканчивания и наличием только пассивных устройств регулирования притока (рисунок 5).

В случае прорыва газа на участке установки активных устройств регулирования притока, регулирование с поверхности позволит ограничить объемы прорывного газа на данном участке.

При прорыве газа на участке пассивных устройств регулирования притока (3600-6600м), и принятии решения о необходимости дополнительного ограничения притока из данного участка возможна установка штуцера, либо глухой пробки в посадочное гнездо предварительно установленного на башмаке НКТ (3600м). Установка штуцера либо пробки осуществляется без остановки скважины на кабеле с применением внутрискважинных тракторов.

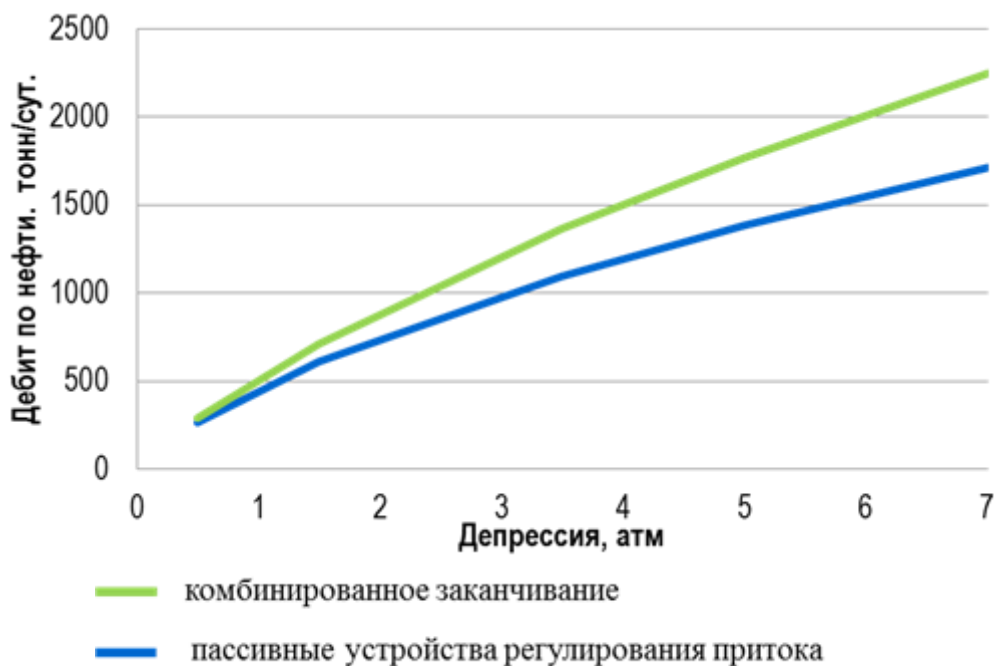


Рисунок 5. Моделирование работы скважины до прорыва газа

По предварительной оценке на примере одной из скважин стоимость активного интеллектуального заканчивания на 15% выше стоимости заканчивания (хвостовика) с пассивными устройствами регулирования профиля притока. Однако следует учесть, что в отличие от пассивного заканчивания активные устройства устанавливаются на колонне НКТ, что позволяет извлекать их на поверхность.

Выводы

Применение комбинированного интеллектуального заканчивания на скважинах с протяженными горизонтальными участками позволит:

1. Оптимизировать работу скважины на протяжении всей ее эксплуатации с достижением максимальных объемов добычи нефти;
2. Получить максимальный КИН;
3. Минимизировать объемы прорывного газа и воды.

Литература

1. Гавура В. Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 1995. 405с.
2. Стивен Дайер, Яссер Эль-Хазиндар Энджел Рейес, Михаиэль Хубер, Иан Ро, Дэвид Рид. Интеллектуальное заканчивание: автоматизированное управление добычей// Нефтегазовое обозрение. 2007. Т. 19, № 4. С. 7.

References

1. Gavura V. E. Geologiya i razrabotka neftyanyh i gazoneftyanyh mestorozhdenii. M.: VNIIOENG, 1995. 405s. [in russian].
2. Stephen Dyer, Yasser El Hazindar Angel Reyes, Mihaiel Huber, Ian Roe, David Reed. intelligent completions: automated production management / Oilfield Review, Winter 2007 - Volume 19, Number 4. P. 7.

Сведения об авторах

Елисеев Д.В., начальник отдела добычи нефти и газа ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», г. Астрахань, Российская Федерация

D.V. Eliseev, head of production of oil and gas "LUKOIL-Nizhnevolzhskneft" LLC, Astrakhan, Russian Federation

Куренов М.В., аспирант кафедры «Геоэкология» АГТУ, г. Астрахань, Российская Федерация

M.V. Kurenov, postgraduate student of chair "Geoecology" ASTU, Astrakhan, Russian Federation

e-mail: kurenov-mikhail@rambler.ru