

Новая технология оптимизации добычи нефти и/или газоконденсата из оторочек газовых резервуаров и нефтяных месторождений, содержащих нефть с высоким газовым фактором

New Technologies for Optimizing Condensate Fields with High Gas Factors

С. Д. Цейтлин, д.т.н. (Tseytlin Consulting Inc. USA),
Г. Г. Мирзоев, к.г.-м.н., А. И. Ихсанов (GMG Int., USA),
А. С. Кашик, д.т.н. (ЦГЭ, Москва)

В течение последних десяти лет была разработана и успешно опробована новая технология оптимизации добычи нефти с высоким газовым фактором ($\Gamma\Phi$), далее называемая TOP (Technology for Optimization of Production). Теоретически и практически показано, что пластины, содержащие нефть с высоким $\Gamma\Phi$, имеют индикаторную кривую (ИК) с резко обозначенным максимумом, т.е. существует некоторое определённое значение забойного давления, при котором пласт даёт максимальный дебит. При дальнейшем снижении забойного давления дебит нефти начинает снижаться, а газовое содержание продукции увеличиваться. Причиной возникновения такого максимума является либо возникновение газового скрин-эффекта в призабойной зоне пласта, либо образование газового конуса. Оба этих фактора приводят к снижению коэффициента продуктивности пласта при снижении забойного давления ниже некоторой величины. При этом увеличивается величина газового фактора ($\Gamma\Phi$) и водосодержание, а нефтеотдача пласта снижается.

Более того, доказано, что при снижении давления ниже оптимального возникают условия, при которых скважина теряет устойчивость и переходит в газовый режим [2]. Это объясняет трудности, возникающие при добыче нефти и конденсата из оторочек газовых месторождений. Качественное объяснение этого

S.Tseytlin, D.Eng (Tseytlin Consulting Inc. USA),
G.Mirzoev, KG., A.Iskhanov (GMG Int., USA),
A. Kashik, D.Eng (Central Geological Survey, Moscow)

Over the last 10 years, a new technology has been developed and successfully tested for optimizing production for oil fields with high gas to oil ratio, (GOR), which we will now refer to as TOP (Technology for the Optimization of Production). Both in theory and in practice, we have demonstrated that oil reservoirs with high GOR have a pressure flow rate relationship with a clear maximum level. For example, the bottom hole pressure is clearly defined and provides the maximum open flow production on the reservoir. The consequential decline in bottom hole pressure results in decreased oil production, while the gas cut of the produced oil grows. This may be caused by either the gas skin-effect in the bottom-hole area of the reservoir, or the formation of gas coning. Both of these factors result in a decline in production as the bottom hole pressure drops. Basically, as the GOR and water content of the reservoir increases, so the reservoir production declines. Moreover, it was demonstrated that when the pressure drop is below a certain optimal value, conditions emerge under which the well becomes unstable and gas conditions occur [2]. This can explain the difficulties that take place with the production of oil and gas condensate from layers of gas fields that contain oil with a high gas factor. Our interpretation of this phenomenon is as follows.

When you create a difference in pressure and arrive at a certain bottom hole pressure value, let's call it the optimum pressure, gas coning moves up to the casing perforations.

явления заключается в следующем.

При создании депрессии на пласт при некотором значении забойного давления, называемом оптимальным, газовый конус поднимается к перфорационным отверстиям. При этом газовое содержание флюида в скважине начинает увеличиваться, а забойное давление еще сильнее уменьшается, что способствует дальнейшему росту газового конуса и дальнейшему снижению забойного давления. Иными словами, возникает положительная обратная связь. Это, в конечном счете, приводит к оттеснению нефти от перфорационных отверстий и переключению скважины в газовый режим.

Наша технология позволяет с помощью специального забойного устройства ослабить положительную обратную связь, и, поддерживая забойное давление на оптимальном уровне, избежать вышеописанного явления.

С другой стороны, ТОР позволяет повысить дебит и отдачу конденсата на газоконденсатных месторождениях.

Известно, что по мере разработки газоконденсатного месторождения пластовое давление падает. При этом, начиная с некоторого момента, конденсат в силу своего ретроградного поведения начинает переходить в жидкое состояние.

Особенно интенсивно это происходит в призабойной зоне пласта, где давление ниже, чем в самом пласте. В результате в призабойной зоне пласта возникает скин-эффект, т. е. начинает накапливаться жидкий конденсат, который блокирует выход газа из пласта и снижает производительность скважины. При этом может происходить даже полная остановка работы скважины. Отметим, что ИК такого пласта имеет такую же форму, что и в рассмотренном выше случае, хотя физика этого явления совершенно другая. Таким образом, существует некоторое критическое значение забойного давления, когда дальнейшее его снижение приводит к выпадению конденсата в жидкой фазе в призабойной зоне пласта и снижению дебита конденсата. Определяя с помощью специально созданных симуляторов критическую величину забойного давления, при которой возникает это явление, мы повышаем забойное давление и поддерживаем его таким, при котором происходит обратный переход конденсата из жидкого в газообразное состояние. При этом происходит разблокировка призабойной зоны пласта и увеличивается дебит газоконденсата. (см. [Фиг. 5](#), где приведены результаты проведённых тестов). Отметим что ГФ продукции при этом заметно снижается, а следовательно, увеличивается конденсатоотдача пласта.

As this process takes place, the gas concentration within the fluid starts increasing while the bottom hole pressure decreases more and more, contributing to increased gas coning and a further drop in bottom hole pressure. In other words, positive feedback is taking place here. This ultimately leads to the oil being driven back from the casing perforations and a shifting of the well into gas conditions.

Our technology makes it possible, with the use of a special bottom-hole device, to diminish the positive feedback, and, while maintaining bottom-hole pressure at certain optimal levels, to prevent the phenomenon described above. On the other hand, the TOP technology makes it possible to increase the condensate flow rate and productive capacity of gas condensate fields.

It is well known that as gas condensate fields are developed, its bottom hole pressure drops. Because of this fact, due to its retrograde behavior, it starts liquating. This process takes place, most intensively, at the bottom of the formation, which is normally lower than the pressure of the formation itself. As a result of this, skin effect takes place in the bottom of formation. In other words, there is an accumulation of liquid condensate which prevents gas from leaving the formation and, accordingly, well production decreases and leading to the potential danger of complete well shut off.. It should be noted that the pressure flow rate relationship of such a formation has the same form as the above mentioned case, although it is worth noting that the physics of this phenomenon is quite different. Therefore, a certain critical value of bottom hole pressure exists when any further drawdown leads to a condensate dropout into the liquid phase of the bottom-hole formation zone and to a decline of the condensate flow rate. When determining, with the use of specially made simulators, the critical value of the bottom-hole pressure at which such phenomenon occurs, we build up bottom-hole pressure and maintain it in such a manner that leads to the reversed inversion of the condensate from its liquid state into the gaseous one. In this regard, the bottom-hole formation zone gets unblocked and the gas condensate flow rate goes up. (See. [Fig.5](#), where the results of the run tests are presented). We should note that the GOR of the produced oil gets noticeably lower, while the condensate production rate gets higher.

A specially designed bottom-hole assembly (BHA) enables more flexible regulation and automatic maintenance of the bottom-hole pressure to the desired level in order to prevent the dropout of condensate from the bottom-hole zone into its liquid state, and therefore preventing a severe decrease in well performance. The BHA also serves to stabilize well performance.

The latest test of the TOP took place at two gas condensate wells in Uzbekistan in 2014, both of which proved the efficiency of the technology. The rate of

Специально рассчитанное забойное устройство (ЗУ) позволяет более гибко регулировать и автоматически поддерживать забойное давление на нужном уровне, с тем чтобы конденсат не выпадал в виде жидкости в призабойной зоне и не блокировал работу скважины. Кроме того, ЗУ стабилизирует работу скважины.

Последние испытания ТОР в 2014 году в Узбекистане на газоконденсатных скважинах подтвердили эффективность этой технологии. Так, на двух газоконденсатных скважинах после установки на них специально рассчитанных ЗУ удалось поднять дебит конденсата более чем на 200 %.

Применение ТОР и основные положительные эффекты

Предлагаемая новая технология для оптимизации добычи нефти ТОР в основном применима для пластов с высоким газосодержанием ($\text{ГФ} > 100 \text{ м}^3/\text{м}^3$) и добычи нефти и конденсата из оторочек газовых месторождений. Она может использоваться также при образовании газовых и водяных конусов. ТОР применима для всех способов добычи – фонтанного, газлифта и насосного. Однако наиболее эффективна она для фонтанного способа добычи.

Патенты США номер 7,172,020 (6 февраля 2007 года) и номер 7,753,127 (13 июля 2010) защищают все основные положения ТОР-технологии.

Основные положительные эффекты от применения ТОР:

- » увеличивает текущий дебит нефти и конденсата;
- » увеличивает коэффициент нефтеотдачи и конденсатоотдачи скважины и всего месторождения;
- » уменьшает содержание воды и газа в добываемой нефти.

Дополнительные плюсы ТОР:

- » продлевает жизнь скважины;
- » уменьшает (или полностью убирает) газовые и водяные конусы;
- » замедляет падение пластового давления;
- » стабилизирует добычу из скважины;
- » позволяет предотвратить преждевременную потерю энергии пласта;
- » убирает области повышенной вязкости в призабойной зоне;
- » увеличивает коэффициент относительной проницаемости пласта по нефти;
- » увеличивает эффективность газлифта и насосов;
- » уменьшает затраты электроэнергии на насосы и компрессоры для газлифта;
- » уменьшает вымывание песка из пласта, механические повреждения и потерю проницаемости пласта;
- » позволяет добывать нефть из нефтяных оторочек газового пласта.

condensate flow increased by over 200% following the installation of specially designed BHAs.

Positive results following the application of TOP

TOP is applicable for formations with high gas content ($\text{GOR} > 100 \text{ m}^3/\text{m}^3$) and for the production of oil and condensate from the layers of gas fields containing oil with high gas factor. It can also be applied in cases where there is gas and water coning. It is applicable for any production technique – flowing, gas lift and pumping. However it is most efficient for natural lift.

US Patent number 7,172,020 (February 6, 2007) and US Patent number 7,753,127 (July 13, 2010) protect all the basic statements of the TOP technology.

Principal positive effects of TOP application:

- » it increases the current production rate of oil and condensate;
- » it increases the oil and condensate recovery factor of the well and of the entire field;
- » it reduces the content of water and gas in produced oil.

Additional advantages of TOP:

- » it extends the service life of the well;
- » it minimizes (or completely eliminates) gas and water coning;
- » it slows down formation pressure drawdown;
- » it stabilizes upwelling;
- » it makes it possible to prevent early loss of reservoir energy;
- » it eliminates zones of elevated toughness in the bottom-hole formation zone;
- » it increases oil permeability of the formation;
- » it increases the efficiency of gas lift and pumps;
- » it reduces the cost of power supply for pumps and compressors for gas lift;
- » it reduces sand washout from reservoir, its mechanical damage and loss of in-place permeability;
- » it makes it possible to produce oil from oil rims of a gas formation.

The theory and calculations of this technology rest upon the building of an accurate mathematical model of the entire well-bottom-hole assembly-formation which takes into account all of its components. This mathematical model makes it possible to carry out an analysis of the processes taking place in the well, in its bottom-hole zone and in the reservoir, which, in turn, makes it possible to maximize the flow rate and increase production.

Basic Innovations of TOP:

Maximum flow rates can be achieved at a certain value of the bottom-hole pressure which is closely calculated with a computer program, or is determined by periodic reading of pressure flow rate relationship values whose value lies between null and the formation pressure value.



СРЕДИ ДОКЛАДЧИКОВ И УЧАСТНИКОВ 2014:



Сергей Полукеев,
заместитель
губернатора
Ханты-
Мансийского
автономного
округа - Югры



Олег Михайлов,
вице-президент,
Башнефть



Николай Николаев,
вице-президент,
ЛУКОЙЛ,
генеральный
директор,
РИТЭК



Павел Завалный,
заместитель
председателя
Комитета Госдумы
РФ по энергетике



Александр
Шпильман,
директор,
НАЦРН имени
В.И. Шпильмана



Олег Прищепа,
генеральный
директор,
ВНИГРИ



Алексей Варламов,
генеральный
директор,
ВНИГИ

КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ И ПОЛИТИЧЕСКИЙ КОНТЕКСТ:

Узнайте о международных экономических перспективах ТРИЗ и нетрадиционных ресурсов, о геологическом и экономическом освоении Баженовской, Ачимовской и Тюменской свит, об изменениях налогового режима и т.д.

ДЕБАТЫ ЛИДЕРОВ! Присоединитесь к дискуссии с участием руководителей Правительства, добывающих компаний и представителей других заинтересованных сторон по вопросам стратегических альянсов, экономики проектов, технологических трудностей, инвестиционных возможностей и так далее.

ВАЖНО! ИНФОРМАЦИЯ О ПРОЕКТАХ: результаты апробации пилотных технологий, перспективы и сроки пуска объектов в промышленную эксплуатацию. Информация о Красноленинском и Фроловском сводах, Салымских месторождениях, Баженовской свите и других. Окупятся ли гигантские инвестиции?

ОПЫТ РАБОТЫ МЕЖДУНАРОДНЫХ И РОССИЙСКИХ КОМПАНИЙ:

Операторы и подрядчики расскажут о реализации сложных проектов по добыче трудноизвлекаемых запасов и нетрадиционных ресурсов в Канаде, Венесуэле, Индии, Татарстане, Коми, Самаре и т.д.

СПЕЦИАЛЬНЫЙ ФОКУС! ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И МУН: выступления ведущих операторов и подрядчиков. Получите самую свежую информацию!

ИНВЕСТИЦИОННО-ПРАВОВЫЕ ВОПРОСЫ: что должно произойти, чтобы привлечь инвесторов? Новости из сферы налогообложения, лицензирования и соблюдения нормативно-правовых актов.

СЛАНЦЕВАЯ НЕФТЬ В ЦЕНТРЕ ВНИМАНИЯ! Может ли сланцевая нефть спасти мир? Анализ залежей сланцевой нефти, оценки запасов, результатов апробации технологий добычи.



"Когда мы говорим о трудноизвлекаемых запасах, мы имеем в виду месторождения в Западной Сибири. В рейтинге МЭА Россия занимает 1-е место по оценке объемов запасов, которые содержат, около 10 млрд тонн нефти. В перспективе именно такие месторождения будут составлять значительную часть будущей добычи углеводородов в России. Роснедра активно занимаются подготовкой практической фазы освоения. Планируется создать полигоны по отработке технологий с участием государства и компаний, путем ГЧП. Мы рассматриваем варианты, при которых государство будет участвовать в финансировании напрямую"

Сергей Донской, Министр природных ресурсов и экологии России

Теория и количественные расчёты этой технологии основываются на построении точной математической модели (на соответствующем симуляторе) всей динамической системы «скважина-забойное устройство-пласт», которая учитывает все её компоненты. Эта математическая модель

позволяет осуществить проведение полного анализа процессов, которые происходят в скважине, в призабойной зоне и в пласте, что в свою очередь позволяет максимизировать дебит и увеличить добывчу благодаря тому, что забойное давление поддерживается на оптимальном уровне в течение всей жизни скважины.

Основное нововведение ТОР:

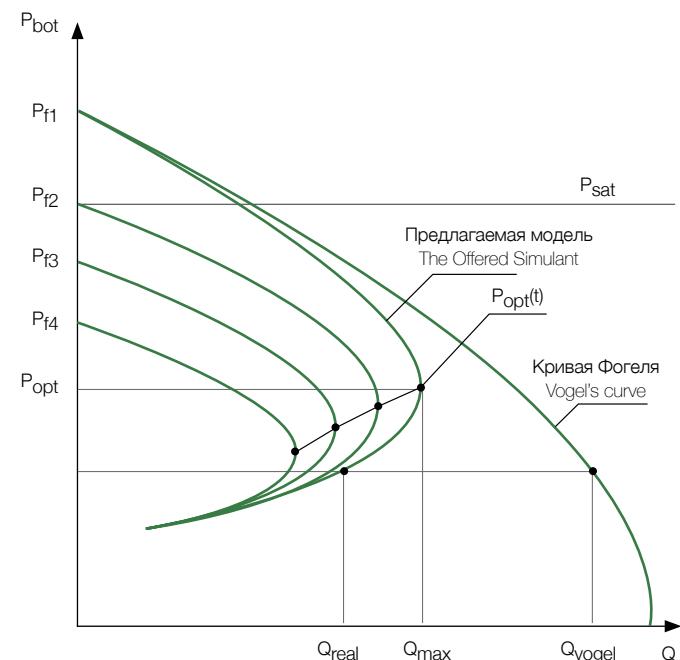
максимальный дебит достигается при определённом значении забойного давления, которое точно вычисляется симулятором (вычислительной программой) или определяется периодическим снятием ИК пласта и величина которого находится между нулем и пластовым давлением. Эта величина называется оптимальным давлением Ропт (Фиг. 1), [5]. Если забойное давление падает ниже давления насыщения, то относительная проницаемость пласта по нефти начинает падать в призабойной зоне пласта, поскольку увеличивается её газонасыщенность из-за газа, выделившегося из нефти. Вязкость нефти при этом также увеличивается из-за её дегазации. Это приводит к уменьшению коэффициента продуктивности пласта, поскольку эффект уменьшения коэффициента продуктивности сильнее оказывается на величине дебита нефти, чем увеличивающаяся при этом депрессия. В результате уменьшение забойного давления ниже давления насыщения и ниже оптимального давления может привести к уменьшению дебита, а не к увеличению, вопреки тому, что прогнозирует широко применяемая модель Фогеля.

Таким образом, при постепенном уменьшении забойного давления из-за увеличения депрессии в пласте дебит сначала увеличивается. Однако начиная с определенного давления (называемого оптимальным) дебит нефти начинает уменьшаться, несмотря на увеличение депрессии, что, как уже отмечалось, противоречит широко известной модели Фогеля. Причиной этого является то, что после того как оптимальное забойное давление достигнуто, влияние уменьшения коэффициента продуктивности на добывчу становится доминирующим.

Факт существования оптимального давления был доказан как теоретически, при помощи решения сложной задачи матмоделирования системы «скважина-пласт», так и практически, путём проведения полевых экспериментов. Это

This is called the optimum value P_{opt} (Fig. 1), [5]. If the bottom-hole pressure value drops below the bubble-point pressure, then the relative permeability of the reservoir oil starts dropping in the bottom-hole formation zone, whereas its gas saturation grows due to the gas separating from the oil. Oil viscosity then increases as the well, due to degassing. This leads to a reduction of productivity. As a result of this, a reduction in the bottom-hole pressure to below both the bubble-point and the value of optimal pressure may lead to a reduction of flow rate, not an increase. This is contrary to the conclusions that were presented by the widely used Vogel Model.

With the gradual reduction in bottom-hole pressure due to the increased drawdown in the reservoirs the flow rate, at first, increases. However, if we start from the optimal pressure point, the flow rate starts to decrease in spite of an increase in drawdown, which, as mentioned above, is contrary to the Vogel Model. The cause of this is that after optimal bottom hole pressure is achieved, the effect of the reduced productivity index on the production becomes dominant.



Фиг. 1: Индикаторная кривая пласта

Fig. 1: Pressure flow rate relationship of reservoir

We can see from the above that the optimum pressure value was proved both theoretically and in practice. It depends on the reservoir characteristics (permeability, porosity, saturation and pressure) PVT – fluid characteristics ($R_s(P,T)$ – solubility of gas in oil; $B_g(P,T)$ – gas compressibility factor; $\mu_o(P,T)$ – oil viscosity; $\mu_g(P,T)$ – gas viscosity) and various other characteristics of the well-formation system.

The maximum flow rate can be achieved by maintaining the drive, which minimizes the negative effects in the



MANGYSTAU OIL & GAS

9th Mangystau Regional Oil,
Gas & Infrastructure Exhibition



www.mangystauoilgas.com

11–13
November
2014

Aktau • Kazakhstan

**At the Heart of Kazakhstan's
Oil, Gas and Infrastructure**



Tel. +44 (0)20 7596 5082 Email: og@ite-events.com
London • Moscow • Almaty • Baku • Tashkent • Atyrau • Aktau • Istanbul • Hamburg • Beijing • Poznan • Dubai

оптимальное давление зависит от параметров пласта (проницаемость, пористость, насыщенность и давление), PVT - характеристика флюида ($R_s(P,T)$ - растворимость газа в нефти; $B_o(P,T)$ - коэффициент сжимаемости нефти; $B_g(P,T)$ - коэффициент сжимаемости газа; $\eta_o(P,T)$ - вязкость нефти; $\eta_g(P,T)$ - вязкость газа) и других характеристик системы «скважина-пласт».

Максимальный дебит достигается путём поддержания режима пласта, в котором минимизируются негативные эффекты в призабойной зоне (Фиг. 2). Эти негативные эффекты возникают из-за образования скин-эффекта (из-за присутствия газа в свободной фазе, который при снижении давления ниже давления насыщения выделяется из нефти и блокирует её поток), возникновения газовых и водяных конусов, а также из-за формирования вблизи скважины зон вязкой дегазированной нефти. При этом увеличивается газосодержание продукции, т.к. увеличивается относительная проницаемость призабойной зоны пласта и снижается коэффициент нефтеотдачи пласта.

Отметим, что использование данной технологии замедляет падение пластового давления за счёт уменьшения раннего выхода газа и воды из пласта. При этом уменьшается величина ГФ. Это, в свою очередь, продлевает жизнь скважины и увеличивает коэффициент нефтеотдачи.

Аналогичный эффект достигается в газоконденсатных скважинах: определяясь с помощью специально созданных симуляторов критическую величину забойного давления, при которой возникает ретроградное выпадение конденсата в виде жидкости, мы повышаем и поддерживаем забойное давление таким, при котором происходит обратный переход конденсата из жидкого в газообразное состояние. В результате снимается блокировка пласта.

Приведём список альтернативных применений ТОР для увеличения дебита нефти и повышения нефтеотдачи скважин

- Поддержание забойного давления в скважине на предварительно рассчитанном оптимальном уровне Ропт для получения максимального текущего дебита нефти и повышения конечной нефтеотдачи пластов для скважин, удовлетворяющих критериям ТОР-приложений. Это в основном достигается за счет следующих явлений:
 - уменьшения скин-эффекта в ближней зоне скважины;
 - снижения водяных/газовых конусов, возникших в ближней зоне пласта;
 - поддержания хорошей подвижности нефти, необходимой для эффективного производства путем растворения лишнего газа в призабойной зоне пласта.

bottom-hole zone (Fig.2). These negative effects arise due to a buildup of the skin-effect (because the gas is in free phase and after the pressure drawdown gets below the value of the bubble-point pressure, separates from the oil and obstructs its flow), factors of gas and water coning, as well as due to formation of zones of viscous degassed oil near the well bore. The gas content of the produced oil then increases because the relative permeability of the bottom hole formation increases, as the producible oil index decreases.

We should note that when this technology is implemented, it slows down the rate at which the reservoir loses pressure because it minimizes early gas and water disengagement from the reservoir. Because of this the GOR value goes down. This, in turn, extends the life of a well and improves the oil recover factor.

A similar effect is achieved in gas condensate wells: by determining, with the computer models, the cut-off value of the bottom-hole pressure, at which the retrograde dropout of the condensate as a liquid occurs, we increase and maintain the bottom-hole pressure at the level at which the condensate reverts from a liquid to gaseous state. As a result, the formation blockage is removed.

List of Alternative Applications for TOP

- Maintenance of bottom-hole pressure in order to maximise current production rates achieved by -
 - reduction of skin-effect within the near field of a well;
 - reduction of water/gas coning which emerged in the near field of formation;
 - maintenance of good oil mobility which is necessary for efficient oil production

There are many wells around the world that would benefit from this technology, and with gas to oil ratios increasing due to increased drilling depths, this number is only going to grow. The ratio of gas to oil also increases with the age of the well. So some wells that may not need the implementation of TOP technology today may well benefit from it in the future. Geographical targets for this technology include Russia, Mexico, the North Sea and the Middle East. The trend of the increased gas-to-oil ratio and the water content is mentioned in multiple professional articles on this subject.

- An increase in productivity in a nearby field due to a reduction in skin effect and minimizing water/gas coning by placing a downhole device for a short period of time. Following this, we will witness an increase in the current flow rate – there are cases of this positive effect at an offshore well in the Gulf of Mexico. This increase in productivity is similar to the effect that takes place following hydraulic fracturing.



Society of Petroleum Engineers

Ежегодная Каспийская техническая конференция и выставка SPE

12-14 Ноября 2014 | Выставочный центр «Корме» | Астана, Казахстан

Устойчивая энергетика – управление развитием
с помощью инноваций и сотрудничества

Регистрируйтесь на конференцию
и выставку сейчас!

Официальная поддержка - генеральный спонсор **Shell**.
Партнеры проекта: Министерство Енергетики Республики
Казахстан и Асоциация **KAZENERGY**. Каспийская
техническая конференция предоставит возможности для
совместного обсуждения конкретных вопросов добычи
нефти и газа в Казахстане и Каспийском регионе.

Со-председатель проекта Кэмпбелл Кейр – Генеральный
директор и Председатель консультативного совета «Shell» в Казахстане,
а также Узакбай Карабалин – Первый Вице-Министр
Министерства Енергетики Республики Казахстан.

Для просмотра технической программы конференции и
регистрации на выставку пройдите по ссылке
www.spe.org/go/CTCE14Reg3.

Принимающая сторона



Платиновый спонсор

ExxonMobil

О мероприятии



Министерство Енергетики
Республики Казахстан



Есть много скважин по всему миру, которые подходят для этой технологии, и количество таких скважин постоянно растет, так как глубина бурения увеличивается, т. е. газовый фактор возрастает. Когда скважины становятся старше, увеличивается газовый фактор, поэтому если сегодня эти скважины не являются подходящими для ТОР, они могут быть пригодны в самом ближайшем будущем (наиболее вероятные регионы – Россия, Мексика, Северное море, Ближний Восток). Эта тенденция увеличения газового фактора и водосодержания упоминается в многочисленных профессиональных публикациях по этому вопросу.

2. Восстановление коэффициента продуктивности в близлежащей зоне скважины за счет уменьшения скин-эффекта и снижения водяных/газовых конусов путём помещения скважинного прибора в скважину на относительно короткий период времени, а затем удаления его. При этом получаем увеличение текущего дебита нефти (есть практические примеры этого положительного эффекта на оффшорной скважине полученные в Мексиканском заливе). Т.е. возникает эффект восстановления продуктивности скважины, похожий на эффект, возникающий после гидроразрыва пласта.

3. Оживление “мертвых скважин”, которые были закрыты из-за чрезвычайно высокого ГФ $> 104 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Был такой случай применения ТОР в Туркменистане, когда ранее закрытая скважина (№ 469) начала производить 12-15 тонн нефти в день после того как ТОР-инструмент был установлен (спустя 3 месяца после того, как эта скважина была закрыта из-за неэффективности и большого ГФ).

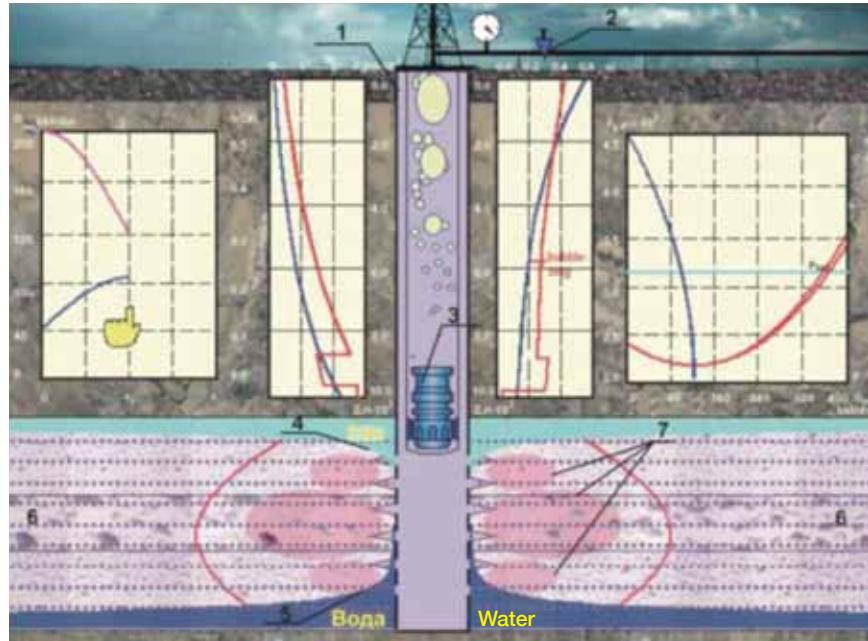
4. Стабилизация режима работы скважин, которая может дать значительный положительный эффект на добывчу нефти [2].

5. Благодаря эффектам, перечисленным выше в пунктах 1-4, ТОР может быть эффективно использована для производства нефти из нефтяных оторочек газового пласта. Речь идет о миллиардах тонн нефти, которые не могут быть добыты в настоящее время из-за отсутствия подходящей эффективной технологии.

6. ТОР позволяет увеличить производство нефти на насосных скважинах, которые часто не могут

3. Wells that have previously been shut down due to extremely high GOR, above $104\text{m}^3/\text{m}^3$ can be revived using this technique. One such example was in Turkmenistan, when a previously shut-down well (#469) started producing 12 to 15 tons of oil per day, after the TOP device was installed (3 months later the well was shut-down due to its inefficiency and high GOR value).

4. Well stabilization, which can increase production [2].



Фиг. 2: Негативные эффекты в призабойной зоне пласта. На рисунке: 1 – скважина, 2 – устьевой штуцер, 3 – забойное устройство, 4 – газовый конус, 5 – водяной конус, 6 – пласт, 7 – участки пласта с малоподвижной вязкой нефтью

Fig. 2: Negative effects in the bottom-hole formation zone. In figure: 1 – well, 2 – wellhead choke, 3 – downhole device, 4 – gas coning, – water coning, 6 – formation, 7 – regions of reservoir with low workability viscous oil

5. Due to the above mentioned effects, TOP can be efficiently utilized for oil production from oil layers within gas fields, that contain oil with high gas factor. There are billions of tons of oil at stake here, which cannot be recovered so far as no suitable efficient technology is currently available.

6. The TOP makes it possible to increase production wells that use sucker rod pumps and ESPs, which can be inefficient in high GOR environments. The application of well logging devices based on the TOP technology contributes to the solution of this problem.

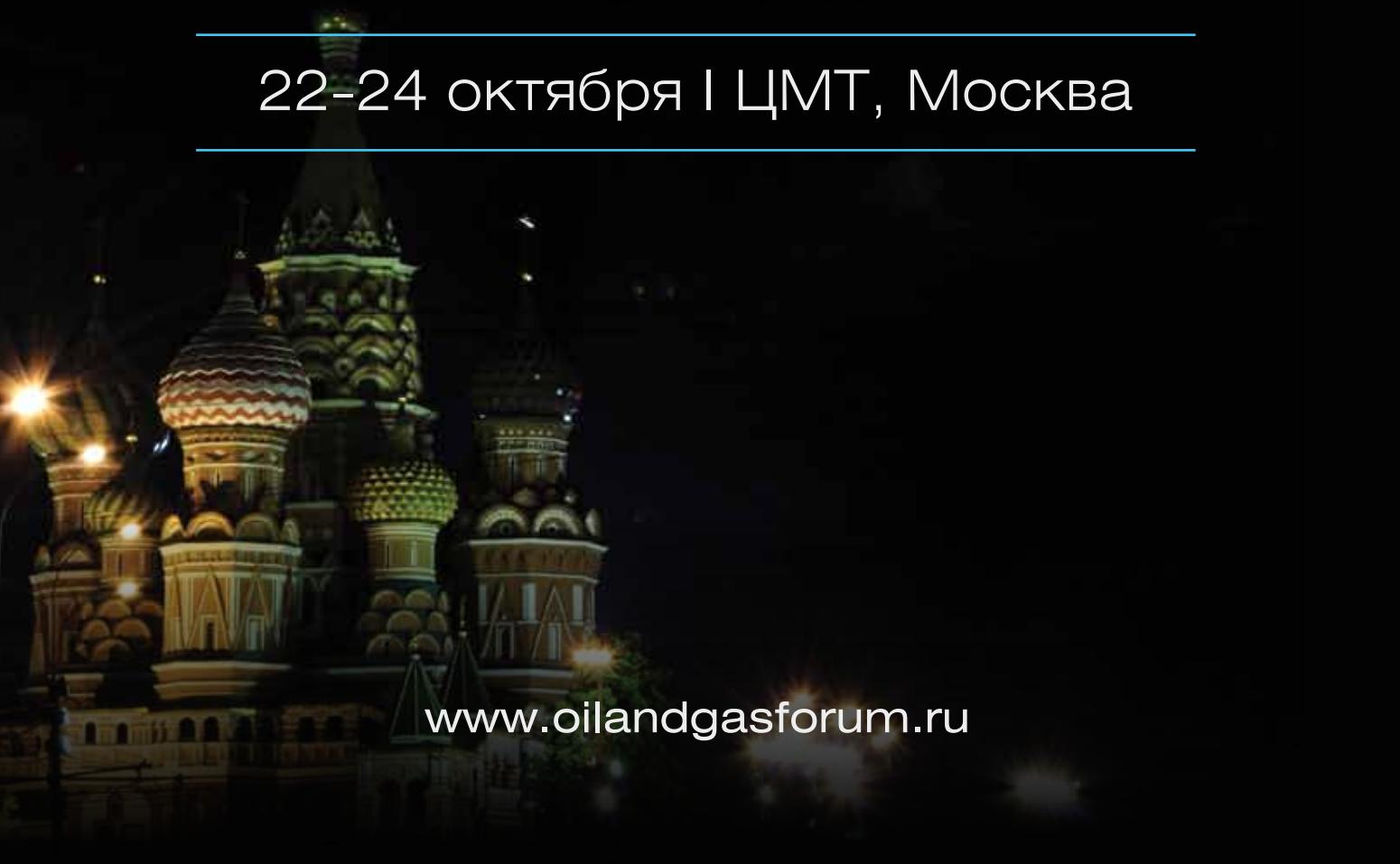
7. Increasing flow rates at gas condensate fields. This technology is effective at reducing skin effect that can take place in adjacent fields due to the drop out of liquid



Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

22-24 октября | ЦМТ, Москва



www.oilandgasforum.ru

быть должным образом использованы из-за неспособности штанговых и электрических насосов работать в нужном режиме при высоких ГФ. Использование скважинных систем слежения на основе ТОР-технологии помогает в решении этого вопроса.

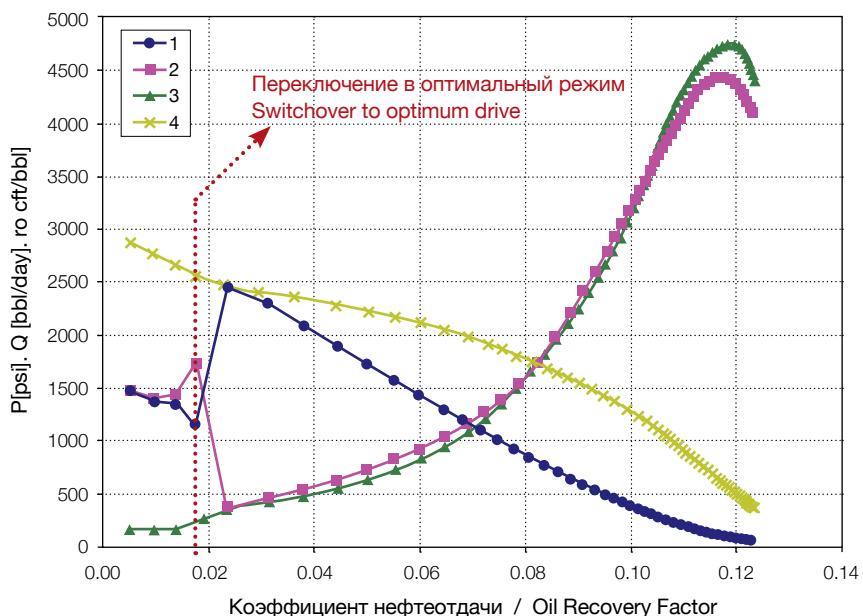
7. Увеличение дебита на газоконденсатных месторождениях. Как и в нефтяных скважинах, часто имеет место скин-эффект появляющийся в ближней зоне пласта скважины благодаря выпадению конденсатов в виде жидкости. Можно показать, что в этих случаях ИК также имеют максимум, то есть существует оптимальное забойное давление. Если это давление поддерживается, дебит конденсата и конечный коэффициент конденсатоотдачи могут быть увеличены и оптимизированы.

Разработанные математические модели также позволяют точно вычислить оптимальный режим для существующих параметров пласта и всей системы, с тем чтобы обеспечить максимальную добычу. Кроме вычисления Ропт, эти модели и соответствующие компьютерные симуляторы позволяют определить другие параметры оптимального режима работы скважины (оптимальный напор для газлифта, мощность насоса и т.д.), вычислить важные параметры конструкции поверхностных и погруженных устройств, а также предсказать ожидаемый прирост добычи нефти. Эти высокоточные симуляторы также позволяют провести диагностику текущего состояния скважины и предсказать

динамику ее поведения в будущем, включая динамику изменения дебита нефти, распределения давления и газонасыщенности в пласте, ГФ и коэффициента нефтеотдачи пласта (на [Фиг. 3](#) приведен пример матмоделирования такого случая).

Краткое описание используемой математической модели приведено в Приложении 1.

ТОР относительно легко реализуется путем использования спускаемого с помощью троса на забой скважины специально рассчитанного устройства, которое позволяет адаптивно управлять забойным давлением во время добычи. Это устройство автоматически поддерживает забойное давление равным или близким к оптимальному давлению Ропт.



Фиг. 3: Результаты компьютерного моделирования:
1 – дебит нефти*10 (Q), 2 – ГФ/10, 3 – ГФ/10, 4 – пластовое давление (P)
в зависимости от коэффициента нефтеотдачи
(1 атм = 15 psi, 1 м³ = 6.3 барр, 1 м³/м³ = 5.6 куб. фут/барр)

Fig. 3: Computer simulation results:
1 – oil flow rate*10 (Q), 2 – GOR/10, 3 – GOR/10, 4 – formation pressure (P) according to oil recovery factor
(1 atm = 15 psi, 1 m³ = 6.3 bar, 1 m³/m³ = 5.6 cu ft/bar)

condensates. If the optimum bottom hole pressure is maintained, the condensate recovery rate can be increased and optimized.

Current mathematical models make it possible to accurately identify the existing reservoir characteristics, with a view to maximizing production.

In addition to calculating the value of Popt, these models and computer programs enable us to determine other characteristics such as the optimum pressure for gas lift, pump output, etc, and to calculate other essential characteristics of design of the surface equipment and submersible devices, as well as forecasting the expected increase in oil production. These highly accurate simulations make it possible to run diagnostics to test the current state of the well and forecast its future performance, including changes in oil production, distribution of pressure and gas saturation within formation, GOR value and the oil recovery factor of formation (in Fig.3 you can see a sample of mathematical modeling of such case).

A brief summary of the mathematical model used is presented in Appendix 1.

Сначала скважина работала в неоптимальном режиме ($P_{\text{раб}} \neq P_{\text{опт}}$); затем она была переключена в почти оптимальный режим, когда $P_{\text{раб}}$ поддерживается близко равным к $P_{\text{опт}}$.

Некоторые результаты применения ТОР на практике

1) Скважина А1, Юго-Восточная Азия в 2008 году (Фиг. 4). В результате применения ТОР (см. [5]):

- » Добыча увеличена с 23.5 до 50.5 м³ в день
- » ГФ уменьшен с 6864 м³/м³ до 2221 м³/м³
- » Водосодержание уменьшено с 27 % до 5 %
- » Коэффициент нефтеотдачи значительно увеличился, поскольку скважина была стабилизирована и уменьшены ГФ и водосодержание
- » За два месяца добыто дополнительно нефти: 1816 м³ (на сумму более \$1,000,000)

2) Глубокая (более 4 км) оффшорная скважина с газлифтом в Мексиканском заливе. Были получены следующие результаты (см [5]):

- » ГФ уменьшен с 586 до 227 м³/м³
- » Дебит увеличился с 19.2 до 26 м³ в день
- » Водосодержание уменьшено с 9.5 % до 0.43 %

» После снятия устройства ТОР со скважины было замечено внезапное увеличение дебита, поскольку ТОР помогла очистить призабойную зону от газовых и водяных конусов, уменьшила вязкость нефти и улучшила проницаемость этой зоны по нефти, в то же время ухудшив проницаемость по газу.

3) Скважина 289 в Узбекистане (месторождение Кокдумалак) в 2001 - 2008 годах, [5].

- » Использование ТОР увеличило ежедневную добычу на 18 %, со 123.8 до 146 м³ в день, уменьшило ГФ на 15 % с 1071 до 803.6 м³/м³, и содержание воды снизилось до нуля.
- » Устройство ТОР было установлено на забое в НК трубах для поддержания оптимального забойного давления и стабилизации добычи из скважины.
- » Был уменьшен скин-эффект в призабойной зоне, а также уничтожены газовые и водяные конусы в перфорационной зоне.
- » Использование устройства ТОР позволило добить дополнительно 5952 м³ нефти за девятимесячный период.
- » За 7 лет применения ТОР скважина дала дополнительно нефти на 10 млн долларов.

The TOP technology is relatively simply implemented by using a specially designed device placed downhole with the use of a cable which would enable adaptive management of the bottom-hole pressure during the course of oil production. This device automatically maintains the bottom hole pressure as equal or close to the optimal value of $P_{\text{опт}}$.

At first, the well was not put into operation in optimal drive mode ($P_{\text{раб}} \neq P_{\text{опт}}$); however afterwards it was switched to a state nearing optimal drive, when $P_{\text{раб}}$ was maintained closely equal to $P_{\text{опт}}$.

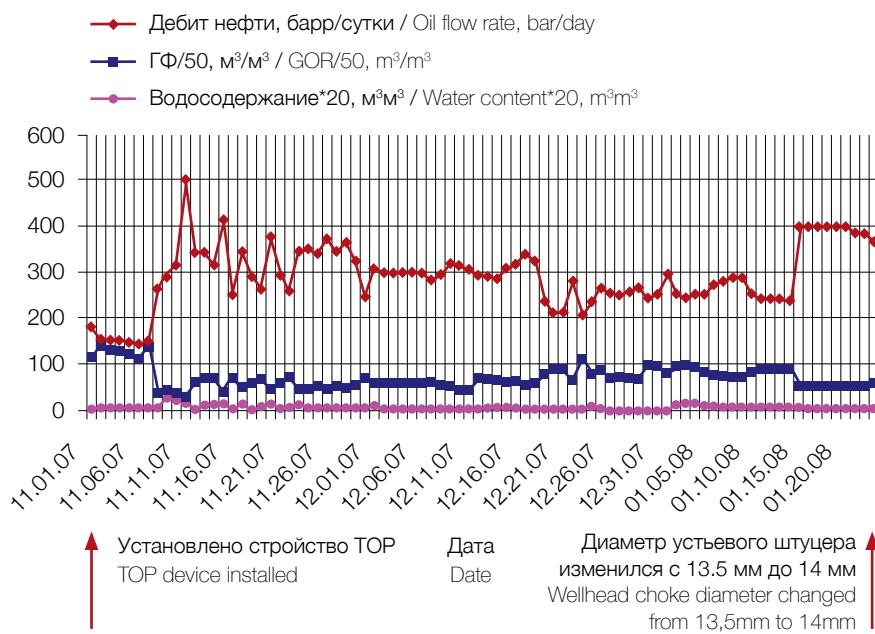
Here are some results of the application of the TOP technology in practice

1) Well A1, South-East Asia, 2008 (Fig.4). As a result of the applied TOP technology (see [5]):

- » Production increased from 23.5 to 50.5 m³ per day
- » GOR decreased from 6864 m³/m³ to 2221 m³/m³
- » Water content decreased from 27% to 5%
- » Oil recovery factors considerably increased, since the well was stabilized and GOR and water content had been decreased
- » Incremental ultimate recovery of oil amounted for 2 months to: 1816 m³ (Over \$1,000,000)

Дебит нефти, ГФ и водосодержание в зависимости от времени разработки

Oil Flow Rate, GOR and Water content according to time of development



Фиг. 4: Результаты тестиирования ТОР (скважина А-1, Юго-Восточная Азия)
Fig. 4: The TOP technology test results (well A-1, South—East Asia)

- 2) Deep offshore well (over 4 km) with gas lift in the Gulf of Mexico. The following test results have been achieved (see [5]):
- » GOR was reduced from 586 to 227 m³/m³
- » Oil flow rate increased from 19.2 to 26 m³ per day
- » Water content decreased from 9.5% to 0.43%

4) Испытания ТОР на скважинах Узбекистана подтвердили эффективность технологии при извлечении нефти из нефтяной оторочки.

В 2011 году на скважине, добывавшей 6 тон с ГФ, равным 30000 м³/м³ и водосодержанием более 20 %, путём установки специально рассчитанного забойного устройства удалось повысить дебит нефти на 50 %, снизить воду до 7 %, а ГФ уменьшить вдвое.

5) Успешное применение ТОР было проведено в 2014 году на двух скважинах газоконденсатного месторождения в Узбекистане.

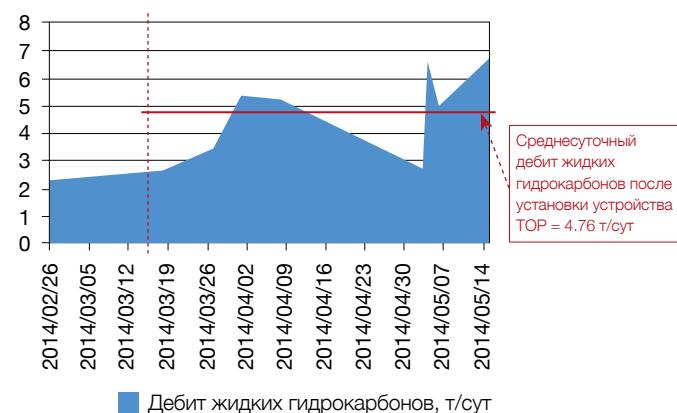
В табл. 5а, 5в и на фиг. 5б, 5г приведены полученные результаты.

Первая скважина – дебит конденсата увеличился с 2.7 тонны до в среднем 4.76 тонны в день.

Дата	Дебит жидкых гидрокарбонов, т/сут	Диаметр штуцера, мм
2014/02/26	2.31	9
2014/03/05	2.46	9
2014/03/18	2.67	10
2014/03/27	3.46	10
2014/04/01	5.35	11
2014/04/08	5.23	11
2014/05/03	2.72	11
2014/05/04	6.59	10
2014/05/06	4.98	10
2014/05/15	6.72	10

Табл. 5а

Результаты Испытания Устройства ТОР, Скважина №23



Фиг. 5б

» After the TOP device was extracted from the well we noticed that the flow rate suddenly increased as the TOP helped to prevent the downhole gas and water coning, reduced the viscosity of oil and improved the permeability of oil in this zone, as well as decreasing the permeability of the gas.

3) Well 289 in Uzbekistan (Kokdumalak field) в 2001 -2008 [5].

» The application of the TOP technology increased daily production by 18%, from 123.8 to 146m³ per day, decreased GOR by 15% from 1071 to 803.6m³/m³, and the water content dropped down to zero.

» The TOP device was installed at the bottom-hole in the tubing string to provide optimal bottom-hole pressure and stabilizing the upwelling.

» Skin-effect decreased in the bottom-hole zone, and gas and water coning was eliminated in the perforated sector.

» The utilization of the TOP device made it possible to incrementally produce 5952m³ of oil for a 9-month period.

» Over the course of 7 years, as TOP technology was applied, the well increased produced oil to the value of 10 mln. USD.

4) Testing of the TOP at wells in Uzbekistan proved the efficiency of the technology of oil recovery from the layers containing high gas factor.

A specially designed downhole device was installed in 2011 at a well with a production rate of 6 tons, a GOR equal to 30000 м³/м³ and the water content of 20%. The oil flow rate increased by 50%, the water content went down by 7% and the GOR was reduced twofold.

5) TOP technology was successfully implemented in 2014 at two wells in a gas condensate field in Uzbekistan.

The findings are presented in tables 5а, 5с and in fig. 5б, 5г.

Date	Liquid hydrocarbons flow rate, tons/day	Choke diameter, mm
2014/02/26	2.31	9
2014/03/05	2.46	9
2014/03/18	2.67	10
2014/03/27	3.46	10
2014/04/01	5.35	11
2014/04/08	5.23	11
2014/05/03	2.72	11
2014/05/04	6.59	10
2014/05/06	4.98	10
2014/05/15	6.72	10

Table 5a

Дата	Дебит жидких гидроуглеводородов, т/сут	Диаметр штуцера, мм
2014/02/27	3.73	13.2
2014/03/06	3.62	13.2
2014/03/17	3.92	12.8
2014/03/27	14.18	12
2014/04/02	16.94	12
2014/04/09	10.66	12
2014/04/17	3.63	13.2
2014/04/23	5.99	13.2
2014/04/24	6.22	13.2
2014/04/30	8.03	13.2
2014/05/01	6.71	13.2
2014/05/18	5.26	12.2
2014/05/14	6.48	12.2

Табл. 5в

TOP Device test results, well 23

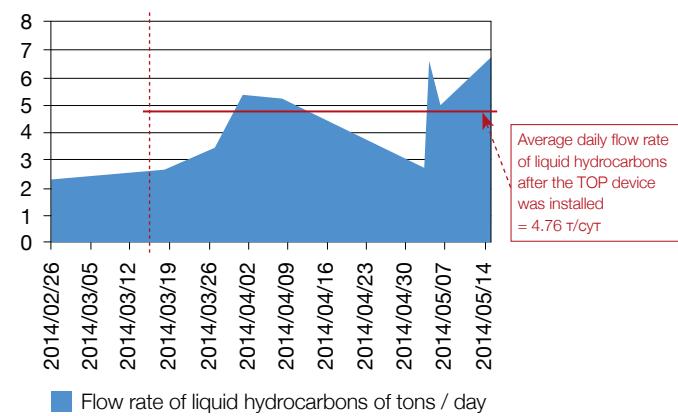


Fig. 5b

Date	Liquid hydrocarbons flow rate, tons/day	Choke diameter, mm
2014/02/27	3.73	13.2
2014/03/06	3.62	13.2
2014/03/17	3.92	12.8
2014/03/27	14.18	12
2014/04/02	16.94	12
2014/04/09	10.66	12
2014/04/17	3.63	13.2
2014/04/23	5.99	13.2
2014/04/24	6.22	13.2
2014/04/30	8.03	13.2
2014/05/01	6.71	13.2
2014/05/18	5.26	12.2
2014/05/14	6.48	12.2

Table. 5c

TOP Device test results, well No.77

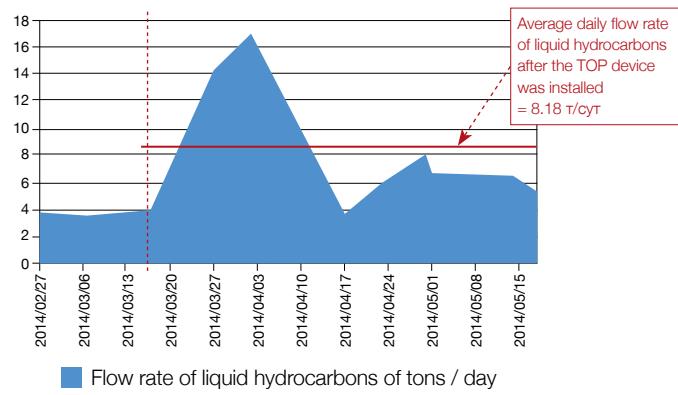


Table 5d

Результаты Испытания Устройства ТОР, Скважина №.77



Фиг. 5г

Вторая скважина – дебит конденсата увеличился с 3.9 тонны до 8.18 тонны в день.

Последние испытания доказали эффективность применения ТОР для добычи нефти и конденсата из оторочек газовых и газоконденсатных месторождений.

В мире (и в России в частности) существует огромное количество газовых месторождений, имеющих нефтяные оторочки. При этом до сих пор не существует эффективной технологии, позволяющей добывать из них нефть. Снятие блокировки жидким конденсатом забоя газоконденсатных скважин также является важным свойством ТОР-технологии. Внедрение ТОР-технологии может позволить решить эти проблемы и получить дополнительно миллионы тонн высококачественной нефти и конденсата.

Выводы

Добыча нефти из нефтяных оторочек нефтегазовых и газовых месторождений является сложной, но перспективной технологической задачей. С помощью проведенного моделирования забойного давления, газового конуса и обводненности для каждой скважины возможно существенное увеличение дебитности при снижении обводненности продукции. Скважины, показывающие значительное снижение уровня добычи, могут быть возвращены на прежний оптимальный уровень при помощи специального забойного устройства (TOP). Опыт, полученный на основе широкого опробования, показывает, что эффект достигается в любых скважинах с высоким газовым фактором.

Библиография

1. Патент США номер 7,172,020 (6 февраля 2007)
2. Патент США номер 7,753,127 (13 июля 2010)
3. Цейтлин С.Д., Мирзоев Г.Г., Система оптимизации добычи нефти – Новая технология, успешно работающая на нефтегазоконденсатном месторождении Коудумалак (Узбекистан/Туркменистан) // Нефтепромысловое дело. – 2002. – №10.
4. West W.J., Garvin W.W., Sheldon J.W., Solution of the Equations of Unsteady State Two-Phase Flow in Oil Reservoirs // Trans. AIME. – 1954. – V.201,. – p.217-229.
5. Цейтлин С.Д., Мирзоев Г.Г., Новая технология оптимизации добычи из резервуаров содержащих нефть с высоким газовым фактором // Бурение и Нефть. – 2012. – август.

Приложение 1

В качестве математической модели, которая описывает основные процессы нестационарной двухфазной фильтрации в пласте, были выбраны уравнения Маскета. При этом были приняты некоторые упрощающие допущения:

- 1) пласт является квазидномерным и существует только радиальный поток;
- 2) пористая среда изотропна и однородна;
- 3) силой тяжести и капиллярными эффектами можно пренебречь;
- 4) сжимаемостью породы и воды можно пренебречь;
- 5) давление в нефтяной и газовой фазе одинаково.

Эти предположения позволяют описать двухфазный поток нефти и газа следующими уравнениями в частных производных [4] относительно неизвестных давления $P(r,t)$ и нефтенасыщенности $S_o(r,t)$:

$$(1) \quad \begin{aligned} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial r} \right) &= -158.064 \frac{\varphi}{K} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_o}{B_o} \right), \\ \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \left(\frac{K_{rg}}{\mu_g B_g} + \frac{R_s}{5.615} \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \frac{\partial P}{\partial r} \right) &= -158.064 \frac{\varphi}{K} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1-S_o-S_w}{B_g} + \frac{S_o}{B_o} \frac{R_s}{5.615} \right). \end{aligned}$$

Well One – the flow rate of condensate increased from 2,7 ton to 4,76 ton/day on average.

Well Two – the flow rate of condensate increased from 3.9 ton/day to 8.18 ton/day.

The latest testing proved the efficiency of the TOP application for production of oil and condensate from the layers of gas and gas-condensate fields, containing high gas factor.

Throughout the world (and in Russia, in particular) there are a number gas fields that have oil layers with high gas factors. Currently, there is no efficient technology that enables operators to recover oil from these layers. Releasing gas condensate from bottom hole zones is also an important feature of TOP technology. Indeed, the implementation of this technology may yet solve these problems and the production of millions more tons of high quality oil and condensate.

Conclusion

Oil production from the oil rims of oil-and-gas and gas fields is a complex but promising technological task. With the help of the models which incorporate the bottomhole pressure, gas cone and water cut for each well, it is possible to considerably increase the specific productivity index while reducing the well's water cut. The wells demonstrating a substantial production level decline may be returned to their previous optimal level using a special bottomhole assembly (TOP). The experience gained from wide-scale well testing shows that the effect is achieved in any high GOR wells.

Bibliography

1. US Patent number 7,172,020 (February 6, 2007)
2. US Patent number 7,753,127 (July 13, 2010)
3. Цейтлин С.Д., Мирзоев Г.Г., Система оптимизации добычи нефти – Новая технология, успешно работающая на нефтегазоконденсатном месторождении Коудумалак (Узбекистан/Туркменистан) // Нефтепромысловое дело. – 2002. – №10. (S.Tseytlin, G.Mirzoev. "Oil Production Optimization System – New Technology, successfully working at Kokdumalak oil-gas condensate field (Uzbekistan/Turkmenistan)"// "Petroleum Engineering", 2002, Issue #10).
4. West W.J., Garvin W.W., Sheldon J.W., Solution of the Equations of Unsteady State Two-Phase Flow in Oil Reservoirs // Trans. AIME. – 1954. – V.201,. – p.217-229.
5. Цейтлин С.Д., Мирзоев Г.Г., Новая технология оптимизации добычи из резервуаров содержащих нефть с высоким газовым фактором // Бурение и Нефть. – 2012. – август. (S.Tseytlin, G.Mirzoev "New Technology for Optimization of Production from Layers Containing Oil with High Gas Factor" // "Burenje I Neft"(Drilling and Oil), 2012, the August Issue).

Appendix 1

The Masket equation was selected as the mathematical model to describe transient two phase filtration within the formation. Within this, a number of assumptions have been made -

- 1) formation is quasione-dimensional with only radial flow;

Условие на внешних границах пласта – нулевой поток:

$$\left. \frac{\partial P}{\partial r} \right|_{r=r_e} = 0.$$

На стенке скважины принимаем условие

$$P|_{r=r_w} = P_w(t).$$

Также задаются начальные условия:

$$(2) \quad P(r,0) = P_0(r), \quad S_o(r,0) = S_0(r).$$

Система (1) дополняется PVT - характеристиками нефти и газа, зависимостями проницаемости различных фаз от насыщенности и другими свойствами системы скважина - пласт:

$$\mu_o(P), \mu_g(P), B_o(P), B_g(P), R_s(P), K_o(S_o), K_g(S_g), K, \varphi, P_f, P_{bp}, r_w, r_i, S_w, S_{g crit}.$$

Система (1), (2) решается с помощью конечноразностного метода, который несколько отличается от того, который был использован в работе [4].

После исключения насыщенности из системы (1) и после некоторых преобразований нелинейные уравнения (1) приобретают вид уравнения (3) относительно давления Р:

$$(3) \quad \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \left(\frac{K_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_s}{5.615 \mu_o B_o} \right) \frac{\partial P}{\partial r} \right) + F(P) \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \left(\frac{K_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \right) = C(P, S_o(r,t)) \frac{\partial P}{\partial t},$$

где $F(P)$, $C(P, S_o)$ являются функциями, зависящими от PVT - характеристик и других параметров системы «скважина - пласт».

Обозначения

P - давление

S_o - насыщенность пласта по нефти

S_g - насыщенность пласта по газу

S_w - насыщенность пласта по воде

K - проницаемость

K_{oo} - относительная проницаемость по нефти

K_{go} - относительная проницаемость по газу

φ - пористость

μ_o - вязкость нефти

μ_g - вязкость газа

B_o - коэффициент объемного расширения нефти

B_g - коэффициент объемного расширения газа

R_s - коэффициент растворимости

P_f - пластовое давление

P_{bp} - давление насыщения

t - время

r - радиус

r_w - радиус скважины

r_i - внешний радиус пласта

H - мощность пласта

$S_{g crit}$ - критическая насыщенность пласта

Q_o - дебит нефти

Q_g - дебит газа

P_{opt} - оптимальное забойное давление

- 2) porous medium is isotropic and homogeneous;
- 3) gravitation force and capillary effects can be ignored;
- 4) formation and water compressibility can be ignored;
- 5) pressure values in oil and gas phase are equal.

These assumptions make it possible to describe two-phase flow of oil and gas with the use of the following equations partially derived [4] and relating to variables of pressure $P(r,t)$ and oil saturation $S_o(r,t)$:

$$(1) \quad \begin{cases} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = -158.064 \frac{\varphi}{K} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_o}{B_o} \right), \\ \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \left(\frac{K_{rg}}{\mu_g B_g} + \frac{R_s}{5.615 \mu_o B_o} \right) \frac{\partial P}{\partial r} \right) = -158.064 \frac{\varphi}{K} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1-S_o - S_w}{B_g} + \frac{S_o}{B_o} \frac{R_s}{5.615} \right). \end{cases}$$

Condition at the external boundaries of reservoir is zero flux:

$$\left. \frac{\partial P}{\partial r} \right|_{r=r_e} = 0.$$

At the wellbore wall we take the assumption of :

$$P|_{r=r_w} = P_w(t).$$

Also, entry conditions are established as

$$(2) \quad P(r,0) = P_0(r), \quad S_o(r,0) = S_0(r).$$

System (1) is complemented with PVT characteristics of oil and gas, functional connections of permeability of different phases of saturation and other characteristics of the well-formation system:

$$\mu_o(P), \mu_g(P), B_o(P), B_g(P), R_s(P), K_o(S_o), K_g(S_g), K, \varphi, P_f, P_{bp}, r_w, r_i, S_w, S_{g crit}.$$

The system (1), (2) is solved with the aid of finite difference method, which to a certain extent is different from the one that was used in the work [4].

After the saturation is extracted from the system (1) and after some rearrangements are made, the nonlinear equations (1) acquire the form of equation (3) relating to pressure P :

$$(3) \quad \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \left(\frac{K_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_s}{5.615 \mu_o B_o} \right) \frac{\partial P}{\partial r} \right) + F(P) \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \left(\frac{K_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \right) = C(P, S_o(r,t)) \frac{\partial P}{\partial t},$$

where $F(P)$, $C(P, S_o)$ are functions, connected with PVT characteristics and other variables of the “well-formation” system.

Notation

P - pressure

S_o - oil saturation of formation

S_g - gas saturation of formation

S_w - water saturation of formation

K - permeability

K_{oo} - relative oil permeability

K_{go} - relative gas permeability

φ - porosity

μ_o - oil viscosity

μ_g - gas viscosity

B_o - oil formation volume factor

B_g - gas formation volume factor

R_s - solubility factor

P_f - formation pressure

P_{bp} - bubble-point pressure

t - time

r - radius

r_w - well radius

r_i - external radius of formation

H - formation thickness

$S_{g crit}$ - critical saturation of formation

Q_o - oil flow rate

Q_g - gas flow rate

P_{opt} - optimum bottom-hole pressure