

Тараканов Вячеслав Михайлович, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, Российский государственный университет (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва

РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ГАЗЛИФТА И ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ

Аннотация: В статье поднимается проблема роста доли нетрадиционных трудноизвлекаемых запасов нефти в общей структуре запасов углеводородов. Проводится обзор современных способов разработки нефтяной залежи с газовой шапкой. Для эффективного извлечения рассматриваемой категории трудноизвлекаемых запасов предлагается использование многофункциональной скважины с интеллектуальным заканчиванием, эксплуатируемой внутрискважинным газлифтом. Также приводится классификация существующих и имеющих опытное применение устройств контроля притока. Основное внимание акцентируется на современных разработках автономных устройств контроля притока.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, многофункциональные скважины, внутрискважинный газлифт, устройства контроля притока.

Annotation: The article raises the problem of the growth in the share of unconventional hard-to-recover oil reserves in the overall structure of hydrocarbon reserves. A review of modern methods for the development of oil deposits with a gas cap is given. For efficient extraction of the considered category of hard-to-recover reserves, it is proposed to use a multifunctional well with smart completions, operated by intrawell gaslift. It also provides a classification of existing and experienced inflow control devices. The main attention is focused on modern developments of autonomous

inflow control devices.

Key words: hard-to-recover reserves, multifunctional wells, intrawell gaslift, inflow control devices.

В последние десятилетие, наблюдался пик добычи традиционной нефти, после чего ее производство стало постепенно уменьшаться. В первую очередь это связано с перераспределением структуры запасов нефти, с ростом доли нетрадиционных трудноизвлекаемых запасов. Основная отличительная черта трудноизвлекаемых запасов нефти – это повышенная стоимость разработки и осложнения возникающие в процессе эксплуатации скважин. Одним из видов трудноизвлекаемых запасов являются подгазовые зоны и тонкие нефтяные оторочки, большая часть которых (13% от всех извлекаемых запасов) до сих пор не разрабатываются [1]. Основная проблема при разработке подгазовых зон — это образование газовых конусов вследствие большей подвижности газа относительно нефти. При прорыве газа к перфорационным отверстиям и попадании в скважину, большое количество свободного газа приводит к остановке скважины. Отсюда возникает понимание, что для успешной разработки нефтяных подгазовых зон необходима недорогая эффективная технология.

Известные на данный момент технологии разработки залежи можно классифицировать на две основные категории, представленные на рисунке 1.

При условии отсутствия системы сбора, подготовки и транспорта газа, на месторождениях как правило организуют сайклинг процесс – обратная закачка попутно добываемого газа в пласт, или разработку месторождения ведут с низкими дебитами на малых депрессиях для ограничения газо- и водо-конусообразования с опережающей разработкой нефтяной оторочки. Последняя технология считаются низкорентабельными так как запасы газовой шапки долгое время не разрабатываются [2].



Рисунок 1 – Классификация способов разработки нефтяных залежей с газовой шапкой [2]

На месторождениях которых присутствует система сбора, подготовки и транспорта газа часто реализуемым подходом является совместная добыча газа и нефти с организацией барьерного заводнения. При таком подходе повышается рентабельность разработки, однако такой традиционный подход влечет значительные капитальные затраты при бурении газовых скважин для выработки запасов газовой шапки, и нефтяных скважин для разработки нефтяной оторочки.

Авторы работы [2] предлагают новый подход к разработке залежей с газовой шапкой – использование многофункциональных скважин. Такие скважины изначально бурятся под газонефтяной контакт для добычи нефти из нефтяной оторочки, далее при прорыве газа в скважину из газовой шапки, сопровождаемым увеличением газонефтяного фактора, скважины становится газонефтяной. На данном этапе скважины одновременно ведет добычу нефти и попутного газа. На этапе роста обводненности сопровождаемым увеличением потерь давления по стволу скважины предполагается приобщение вышележащего газонасыщенного интервала газовой шапки и организация управляемого бескомпрессорного газлифта. При дальнейшем росте обводненности и невозможности дальнейшего фонтанирования скважины, обводнившаяся горизонтальная часть скважины отсекается, и перфорируется вышележащий вертикальный участок для добычи газа газовой шапки.

Применение внутрискважинного газлифтного способа эксплуатации в предложенном варианте не только увеличивает полезный срок эксплуатации скважины, но также значительно снижает эксплуатационные и капитальные затраты, что играет большую роль при разработке трудноизвлекаемых запасов.

Описанную выше схему многофункциональной скважины предлагается дополнить использованием интеллектуального заканчивания, а именно, применением устройств контроля притока флюида в скважину, схема такой скважины представлена на рисунке 2. Данное оборудование позволит дополнительно увеличить время добычи нефти, за счет предупреждения прорыва газа в скважину при конусообразовании за счет отключения интервалов скважины, в которых произошел прорыв газа.

Для выравнивания притока и предотвращения раннего конусообразования ствол скважины оборудуется элементами секционного интеллектуального контроля. Секционное заканчивание – это такой вид заканчивания, при котором скважина делится на несколько интервалов, изолированных друг от друга при помощи пакеров. Это дает возможность контролировать приток или закачку в каждый из интервалов по отдельности.

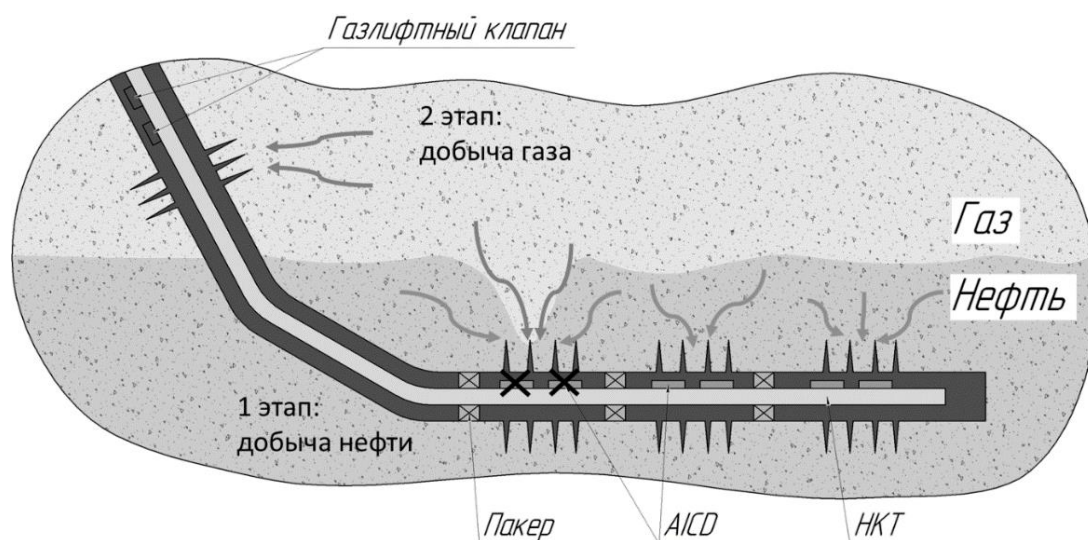


Рисунок 2 – Схема многофункциональной скважины с использованием устройств контроля притока, эксплуатируемой внутрискважинным газлифтом

Для эффективной работы скважины необходимо уделять большое

внимание обоснованию и выбору рациональной конструкции забоя добывающих скважин. Основные типы устройств контроля притока представлены на рисунке 3.

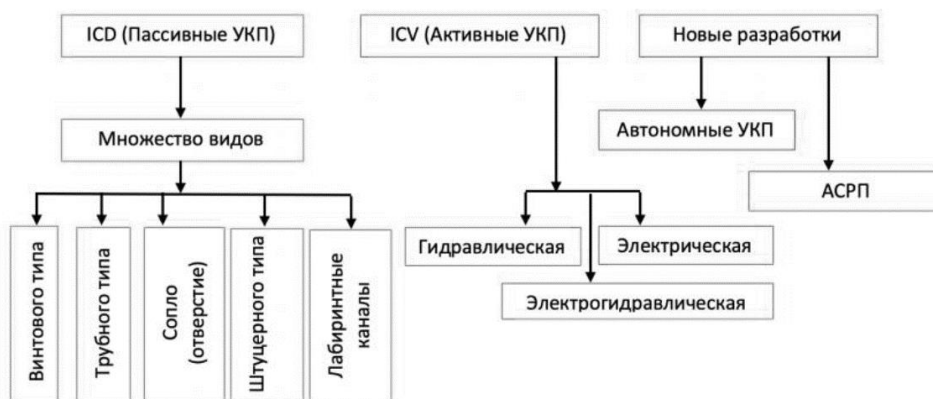


Рисунок 3 – Классификация устройств контроля притока [5]

В самом общем смысле устройства контроля притока подразделяют на пассивные (ICD), активные (ICV) и автономные (AICD, AICV).

ICD является пассивным ограничителем потока, предназначенных для управления потока текучей среды из пласта в скважину. В состав таких устройств входит ограничитель потока, который создает дополнительный перепад давления, зависящий от объема поступающей жидкости: чем выше дебит, тем больше перепад давления. Данное устройство ограничивает приток из высокопроницаемых участков, выравнивая фронт вдоль ствола скважины. Данный тип не адаптируется к изменениям условий среды, при изменении притока флюида в скважину необходимо проведение ремонтных со спускоподъемными операциями для регулировки ограничителей установленных на колонне насосно-компрессорных труб.

ICV, в отличие от ICD, являются «активными» устройствами. Контроль проводится с поверхности, чтобы уменьшить нежелательную добычу жидкости, улучшить коэффициент извлечения, избежать дорогостоящих вмешательств в скважину и уменьшить неопределенность добычи. Активные устройства контроля притока требуют наличие оператора, который с поверхности следит за режимом работы скважины и регулирует степень открытия клапанов при его изменении.

Автономные устройства контроля притока, в отличие от пассивных устройств, способны ограничить приток именно нежелательной фазы после ее прорыва, не уменьшая начальный приток нефти в скважину [4]. На сегодняшний день автономные устройства контроля притока набирают все большую популярность, их разработкой и тестированием занимаются как зарубежные компании (Baker Hughes, Weatherford, Schlumberger, Tendeka), так и отечественные (Альфа Горизонт, Аврора) [4]. AICD — это оптимизированное решение для залежей, требующих автономного контроля притока в продуктивной зоне. AICD это следующее поколение ICD, нашедшее более широкое применение.

Одними из первых, успешно прошедших испытания в полевых условиях были устройства контроля притока (AICD): RCP (Rate Control Product) клапаны компании Statoil на месторождении Troll [5, 6] и FD (Fluid Diode) компании Halliburton [7; 8; 9].

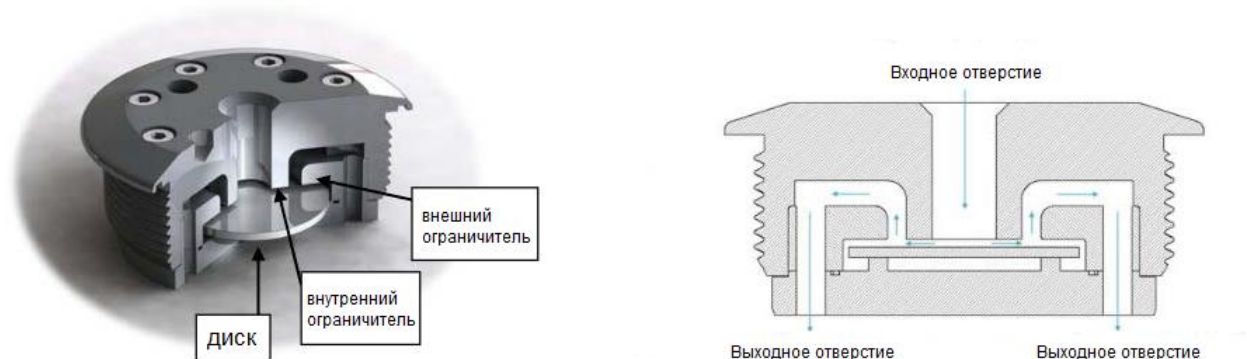


Рисунок 4 – RCP клапан [3]

Принцип действия клапанов RCP на рисунке рисунок 4 основан на законе Бернулли, который указывает, что сумма статического, динамического давлений, и потеря давления на трение равны вдоль пути движения жидкости. Иначе говоря, чем быстрее течение флюида, тем сильнее плавающий диск перекрывает проходное сечение, а так как газ обладает более высокой подвижностью чем нефть, при его прорыве проходное сечение будет

минимальным, тем самым ограничивая приток газа в скважину.

AICD помогает уравновесить приток, создавая дополнительный перепад давления в заканчивании с увеличенным расходом жидкости, в то время как плавающий диск ограничивает поток жидкости с более низкой вязкостью, такой как газ. AICD работает, создавая дополнительный перепад давления при прохождении жидкости через устройство. Автономная работа устройства достигается за счет разницы между вязкостями нефти и газа, что создает более высокий перепад давления при прохождении через устройство менее вязкой жидкости. Между входом AICD и плавающим диском происходит внезапное падение статического давления, вызванное увеличением скорости жидкости при ее прохождении через ограниченное пространство. Карман низкого давления между диском и впускным соплом вытягивает диск вверх, ограничивая проходное сечение. Этот эффект еще больше усиливается, когда жидкость с меньшей вязкостью проходит через устройство: она ограничивает поток воды и газа в большей пропорции по сравнению с вязкой жидкостью, такой как нефть.

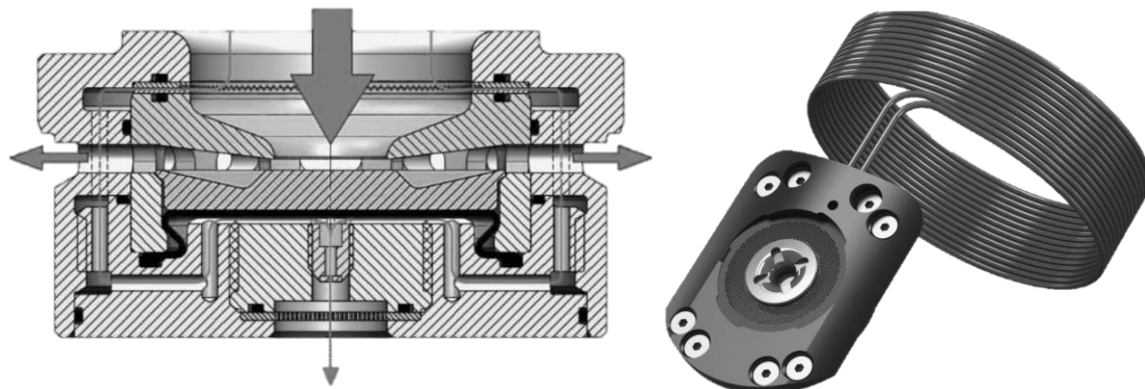


Рисунок 5 - Схема AICV [4]

Одним из последних современных решений конструкции автономного устройства контроля притока можно выделить AICV норвежской компании InflowControl, компания сотрудничает с отечественным производителем оборудования Альфа Горизонт [4].

Главной особенностью клапана AICV является наличие вспомогательного канала в общем потоке флюида (рисунок 5), управление клапана осуществляется за счет изменения давления в камерах турбулентного и ламинарного потока

течения флюида. Клапан реверсивен за счет пропускания потока жидкости до 5% общей пропускной способности.

В заключении подчеркнем, что для успешной разработки месторождений трудноизвлекаемых запасов есть необходимость снижения расходов, связанных с добычей нефти. Внутрискважинный газлифт способен снизить эксплуатационные и капитальные затраты при добыче нефти из скважины. В работе рассмотрена технология работы многофункциональной скважины с использованием интеллектуального заканчивания. Для подтверждения эффективности рассматриваемой технологии необходимо смоделировать работу многофункциональной скважины на синтетической модели для расчета оптимальной конфигурации внутрискважинного газлифта и режима работы скважины. Кроме этого, необходимо проведение технико-экономического анализа, для оценки периода окупаемости технологии, рентабельной стоимости нефти.

Библиографический список:

1. Самоловов Д.А. и др. Аналитическая модель расформирования нефтяной оторочки при разработке газовой шапки / ООО «Газпромнефть НТЦ», 15.05.2018.
2. Язьков А.В. и др. Применение горизонтальных скважин со сложным заканчиванием как один из способов эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов нефти тонких подгазовых оторочек с подошвенной водой. SPE-181907-MS, 2016.
3. Эльтази Эльтахер и др. Автономные регулирующие клапаны притока - их моделирование и «добавленная стоимость», SPE-170780-MS, 2014.
4. Электронный ресурс [Альфа Горизонт]. Режим доступа: <https://alfahorizont.ru/>.
5. Мартин Халворсен и др. Увеличение добычи нефти на Тролле за счет автономного регулирования притока с помощью клапанов RCP. SPE-159634-MS, 2012.

6. Видар Матисен и др. Автономный клапан RCP – новая технология управления притоком в горизонтальных скважинах, SPE-145737-MS, 2011.
7. Стивен Гречи и др. Устройства контроля притока улучшают добычу в скважинах с тяжелой нефтью, SPE-167414, 2013.
8. Брэндон Лейст и др. Успешная установка автономного ICD на тяжелой нефти в Эквадоре: пример из практики, SPE-166495-MS, 2013.
9. Брэндон Лейст и др. Теория жидкостного диодного автономного устройства регулирования притока. SPE-167415-MS, 2013.