

СОВРЕМЕННЫЕ УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ПРИТОКА ФЛЮИДА В СКВАЖИНЕ НА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Р.Р. Рахматуллин

Научный руководитель - доцент А.Е. Ковешников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время рассматриваются различные факторы безостаточной или с меньшей степенью остаточности разработки месторождений, обусловленных нефтяными оторочками. Успешность проекта зависит от геологических условий месторождения (разрабатываемого пласта), от верного понимания параметров пластового флюида и динамических свойств оторочек.

В обычных резервуарах коэффициент сложности пласта-коллектора стабилен, что позволяет проектирование бурения горизонтальных скважин наиболее подходящим решением, а также выражается в более частом использовании многоствольных скважин. Увеличение контакта скважины с пластом-коллектором обладает рядом преимуществ – задержанный прорыв воды и газа, высокая продуктивность скважины, эффективность охвата пласта.

Автономные устройства контроля притока (АУКП, англ. – Autonomuos Inflow Control Device, AICD), позволяют ограничить приток фазы газа и воды в каждом из интервалов скважины, и были разработаны для уменьшения эффекта движения от забоя к устью и повышения продуктивности горизонтальной скважины [1]. АУКП реагируют на разницу свойств флюидов, попадающих из резервуара в добывающую скважину [1]. Устройства обладают способностью создавать оптимальный приток в горизонтальных скважинах. Регуляторы работают без участия оператора и не нуждаются в подаче какой-либо энергии. Горизонтальные скважины, используются при разработке шельфовых месторождений нефти и газа, что является экономически наиболее целесообразным.

Автономные УКП ограничивают приток именно нежелательной фазы после ее прорыва, не уменьшая заданный приток нефти в скважину. Проблема AICD – невозможность изменить заданные параметры в определенный промежуток времени, при изменяющихся свойствах флюида.

Преимущества АУКП: возможность корректировки характеристик дренирования; возможность блокирования добывающей зоны в случае прорыва воды или газа; большее блокирование флюидов высокой плотности; препятствие заводнению скважины. По прогнозам экспертов, использование AICD способно увеличить накопленную добычу по скважине до 20%.

На сегодняшний день известно два коммерческих продукта, успешно прошедших испытания в полевых условиях: RCP (Rate Control Producton) клапаны компании Тендека [4] и FD (FluidDiode) компании Halliburton [3]. Один из видов AICD RCP, активно применяемых в отрасли, содержит левитирующий диск, как показано на рисунке 1 [1].

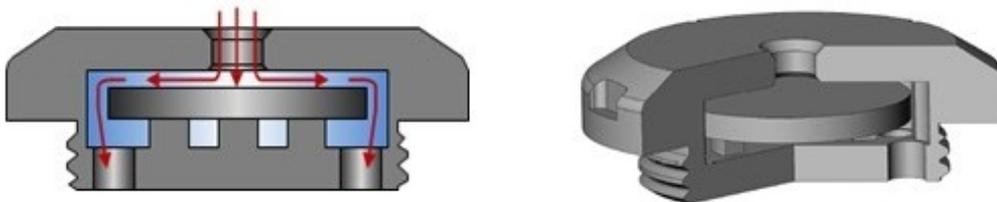


Рис. 1 Автономное устройство контроля притока. RCP клапан

Регулирование осуществляется так, что в движущемся потоке флюидов снижается давление. Чем больше скорость потока, тем отрицательней разница начального и конечного давлений. Если скорость потока над диском достаточно высока, создавшийся перепад давления поднимает диск тем самым блокирует область прохождения потока, что приводит к запираению потока, поскольку скорости жидкостей различной вязкости отличаются в условиях одинакового заданного пользователем давления, запираение жидкостей разной вязкости дифференцировано [3].

Действие AICD RCP основано на законе Бернулли, которое может быть выражено следующей формулой, без учета подъема и сжимаемости:

$$p_1 + \frac{1}{2}\rho v_1^2 = p_2 + \frac{1}{2}\rho v_2^2 + \Delta p_{\text{friction loss}}$$

где p_1 – статическое давление; $\frac{1}{2}\rho v_1^2$ – динамическое давление; $\Delta p_{\text{friction loss}}$ – потери давления на трение [2].

Согласно уравнению, сумма статического и динамического давления, а также потери давления на трение по направлению течения постоянна. На этом феномене основана работа АУКП.

Клапаны FD работают на использовании вращательного движения флюида. Конструкция устройства позволяет высоковязкой нефти проходить внутрь эксплуатационной трубы, тогда как поток менее вязкой воды закручивается вокруг входного отверстия, создавая дополнительный перепад давления и уменьшая приток в скважину.

В стандартных ICD потеря давления пропорциональна квадрату объема притока. В автономном ICD приток будет контролироваться при помощи подвижного диска, что определяет отличие характеристик притока по

отношению к стандартным ICD. Скважина с автономным ICD может выборочно блокировать приток флюидов из резервуара, как следствие, функционирование AICD будет более эффективным в меняющихся условиях резервуара. Недостаток данных клапанов – кратковременная служба из-за образования осадков на поверхности.

Эмпирическим методом были определены параметры функционирования устройств AICD. На основе полученных данных была составлена функция для AICD. Модель AICD представляет собой общее выражение дифференциального давления в клапане в качестве функции свойств флюидов и объемного потока [1]. Функция может быть выражена следующим образом:

$$\delta P = f(\rho, \mu) \cdot a_{AICD} \cdot q^x,$$

где $f(\rho, \mu)$ – аналитическая функция плотности смеси и вязкости; a – вводимый пользователем параметр силы; q – локальный показатель объемного притока смеси; x – вводимая пользователем константа [3].

Функция $f(\rho, \mu)$ определяется как:

$$f(\rho, \mu) = \left(\frac{\rho_{mix}^2}{\rho_{cal}}\right) \cdot \left(\frac{\mu_{cal}}{\mu_{mix}}\right)^y$$

y – вводимая пользователем константа и определяют степень калибровки и вязкости соответственно.

Плотность смеси и вязкость определяются следующим образом:

$$\rho_{mix} = a_{oil}\rho_{oil} + a_{water}\rho_{water} + a_{gaz}\rho_{gaz}$$

$$\mu_{mix} = a_{oil}\mu_{oil} + a_{water}\mu_{water} + a_{gaz}\mu_{gaz}$$

где a – относительный объем фазы.

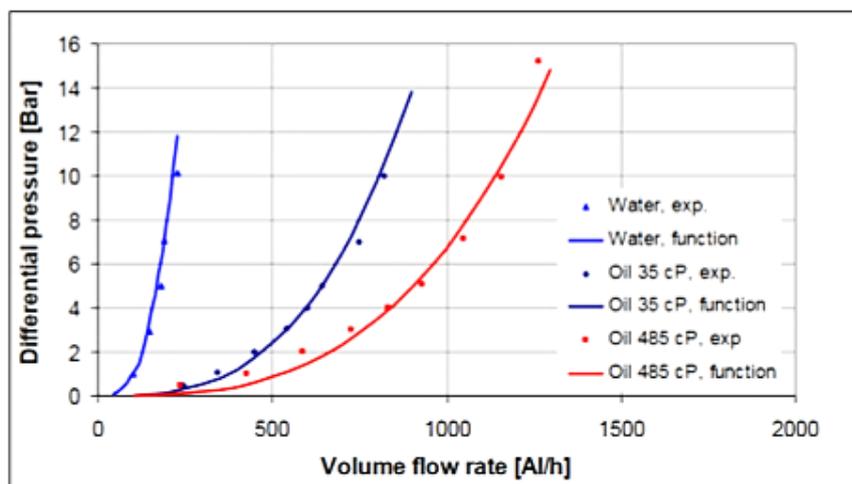


Рис. 2 Объемный поток нефти (460 сП), воды и газа через RCP как функция дифференциального давления

Правильность функции была подтверждена на основе экспериментальных данных с потоками нефти разной вязкости. На рисунке 2 представлен пример функции AICD в сравнении с результатами испытаний в лаборатории по изучению многофазных потоков Statoil в Порсгрунне.

Выводы:

Применяемая в конструкциях современных устройств контроля притока технология недостаточно совершенна и требует улучшений в плане экономической рентабельности и эксплуатационных характеристик, так как они требуют сложных манипуляций при ремонте и демонтаже устройства, что ведет к простоям.

Для совершенствования технологии можно предложить: подключение автономной телеметрической системы для управления клапанами в режиме реального времени, и более удобного контроля за скважиной и пластом; подключение резервных отводов для изолирования устройства контроля притока от флюида, чтобы произвести обслуживания рабочих органов и обработать взаимодействующие поверхности кислотой посредством капиллярных отводов, напрямую с устья.

Литература

1. Интеллектуальное месторождение: мировая практика и современные технологии – [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://gasoilpress.ru/gij/gij_detailed_work.php?GIJ_E. (дата обращения 30.11.2019).
2. Татарина М.В., Субботин М.В. Интеллектуальные технологии в разработке нефтяных и газовых месторождений // Научное сообщество студентов XXI столетия. Технические науки: сб. ст. по мат. XXXI междунар. студ. науч.-практ. конф. № 4(30). URL: [http://sibac.info/archive/technic/4\(30\).pdf](http://sibac.info/archive/technic/4(30).pdf) (дата обращения: 13.02.2020).
3. Brandon Least, The Theory of a Fluidic Diode Autonomous Inflow Control Device / SPE Middle East Intelligent Energy Conference and Exhibition, 28–30 October 2018, Manama, Bahrain.
4. Regulations relating to creating of adjustable geologic-technological models of oil and gas-and-oil fields; WD 153-39.0-047-00. – М., 2017 – 130 p.