

Литература

1. Абдрафикова И.М. Исследование состава асфальтенов и продуктов их фракционирования методом ИК-Фурье спектроскопии /Абдрафикова И.М., Каюкова Г.П., Вандюкова И.И.// Вестник Казанского технологического университета. – Казань, 2011. – №9. – С.179 – 183.
2. Бешагина Е.В., Юдина Н.В., Лоскутова Ю.В. Кристаллизация нефтяных парафинов в присутствии поверхностно-активных веществ //режим доступа: <http://www.ogbus.ru/authors/Beshagina/Beshaginal.pdf>.
3. Лоскутова Ю.В., Юдина Н.В. Влияние магнитного поля на структурно-реологические свойства нефти//Известия Томского политехнического университета: – Томск, 2006. – № 4. – С. 104 – 109.
4. Рябов В.Д. Химия нефти и газа. – М.: ИД «ФОРУМ», 2009. – 336 с.
5. Савельева А.В., Иванов А.А., Юдина Н.В., Ломовский О.И. Лигнонефтяные композиции на основе механоактивированного лигнина// Материалы 6-ой Всероссийской научно-практической конференции "Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа", 2013.
6. Современные методы исследования нефтей (справочно-методическое пособие) /под ред. Богомолова А.И., Темянюк М.Б., Хотынцевой Л.И. – Л.: Недра, 1984. – 431с.
7. Чеканцева Л.В., Горшков А.М., Шишмина Л.В., Юдина Н.В., Лоскутова Ю.В., Мальцева Е.В. Влияние агрегации асфальтенов на реологические свойства нефти// Журнал прикладной химии. – М., 2013. – Т. 86, – №9. – С.1401 – 1407.
8. Abdulwahab S.Almusallam, Mohamed Shaaban, Krishna Nettem, Mohamed A.Fahim. Delayed aggregation of asphaltenes in presence of alcohols by dynamic light scattering// Journal of dispersion and Technology, 2013. – № 34. – С.809 – 817.

**ПРИМЕНЕНИЕ КРАТКОВРЕМЕННОГО ПЕРИОДИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ
УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА СКВАЖИНАХ ГОРШКОВСКОЙ
ПЛОЩАДИ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

О.С. Калафат

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

23 июля 2013 года президент России В.В. Путин подписал Федеральный закон № 213-ФЗ "О внесении изменений в главы 25 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и статью 3.1 Закона Российской Федерации "О таможенном тарифе". Данные изменения касаются введения поправочных коэффициентов, характеризующих степень сложности добычи нефти, и направлены на стимулирование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и создание возможности экономически рентабельной эксплуатации месторождений. Например, при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более 2^{10-3} мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров, значение НДПИ должно быть умножено на 0,4 [1]. Однако при показателе проницаемости не более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм², рассчитывать на высокие или даже средние значения дебитов скважин не приходится. Примером может служить Горшковская площадь северной части Приобского месторождения. При значениях проницаемости менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² и расчлененности пласта дебиты скважин после выхода на установившийся режим составляют от 12 до 25 м³/сут. Поскольку месторождение расположено в пойме реки, это накладывает ряд ограничений на строительство объектов на кустовых площадках месторождения, поэтому единственным экологически и экономически обоснованным методом для эксплуатации данных скважин является механизированный способ добычи нефти с применением установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Вместе с низкими дебитами скважины Горшковской площади Приобского месторождения имеют ряд факторов, которые мешают нормальной работе УЭЦН: механические примеси, соли, асфальто-смолисто-парафиновые отложения (АСПО). При эксплуатации УЭЦН производительностью 15, 20 и 25 м³/сут данные факторы имеют решающее влияние наработку оборудования, ввиду малого проходного сечения насоса. Примером может служить скважина № 9854 куста 219 Приобского месторождения, которая при потенциальном дебите 16 м³/сут, и эксплуатацией в постоянном режиме с помощью ВНН-15, ВНН-20, ВНН-24, имела 4 ремонта за скользящий год. При эксплуатации скважин, оборудованных установкой электроцентробежного насоса, выделяют два основных режима эксплуатации – постоянный и периодический режим. Периодический режим работы УЭЦН (АПВ) устанавливается в скважинах, эксплуатация которых по некоторым причинам в постоянном режиме невозможна. Основными причинами работы в периодическом режиме являются:

- 1) Несоответствие характеристики скважины характеристике насоса (ошибка в выборе типоразмера УЭЦН);
- 2) Осложняющие факторы, которые не позволяют эксплуатировать УЭЦН в постоянном режиме;
- 3) Снижение влияния системы поддержания пластового давления окружающих скважин (снижение пластового давления в скважине);
- 4) Засорение призабойной зоны пласта в процессе эксплуатации или после текущего и капитального ремонта (снижение коэффициента продуктивности) – снижение забойного давления в скважине в процессе эксплуатации;
- 5) Выход на псевдоустановившийся режим работы скважины после геолого-технических мероприятий.

Метод кратковременного периодического режима (КПР) является одним из видов эксплуатации УЭЦН в периодическом режиме. Применяется на скважинах с технологическим потенциалом объема жидкости 25 и менее м³ в сутки, не позволяющим эксплуатировать УЭЦН малой производительности (50 и менее м³ в сутки) в постоянном режиме с целью извлечения максимально возможного объема жидкости при снижении влияния

отрицательных факторов солеотложения и засорения механическими примесями. Эксплуатация УЭЦН с использованием метода КПП возможна только после проведения подземного ремонта скважины с заменой на соответствующее расчётное подземное оборудование, с обязательным соблюдением следующих критериев:

1) скважина-кандидат имеет технологический потенциал по объёму жидкости 25 и менее м³ в сутки, приток менее расчётного для охлаждения погружного электродвигателя;

2) скважина-кандидат находится в часто-ремнтируемом фонде по причинам солеотложения и засорения механическими примесями (из-за малого объёма проходных каналов насоса) [2].

Опыт применения данного метода на эксплуатационном фонде Приобского месторождения позволил сформировать следующие требования по подбору и эксплуатации УЭЦН:

а) подбор УЭЦН большей производительности: 60-100 м³ в сутки в соотношении не менее 1:4 ожидаемого дебита к номинальной производительности УЭЦН;

б) планирование преимущественно УЭЦН 5А габарита (при условии отсутствия ограничения по внутреннему диаметру эксплуатационной колонны);

в) обеспечение комплектации УЭЦН погружным датчиком телеметрии;

г) обеспечение комплектации УЭЦН обратными клапанами повышенной герметичности для предотвращения слива жидкости из насосо-компрессорных труб при остановке УЭЦН;

д) обеспечение комплектации наземного электрооборудования УЭЦН станцией управления оборудованной устройством плавного пуска;

е) обеспечение проведения суточного замера по замерной установке (для определения истинного дебита скважины).

Режим работы и накопления для каждой скважины определяется индивидуально с последующей корректировкой. Оптимальным режимом является программа работы 10 – 15 минут в 1-часовом цикле. Выбор времени работы УЭЦН должен обеспечивать снижение давления на приёме на 2 – 4 атм. от давления при запуске.

В настоящее время на Приобском месторождении более 300 скважин работают в КПП, из них около 230 скважин на Горшковской площади. Применение метода КПП, нацеленное на максимальный уровень добычи, позволило снизить средневзвешенное забойное давление в скважинах с 52 (при эксплуатации в АПВ) до 34 атм. (рис.1).

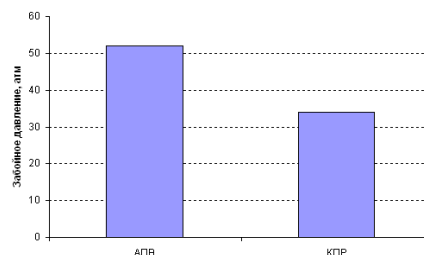


Рис. 1 Изменение забойного давления при переводе из АПВ в КПП

Результатом этого является среднее увеличение добычи жидкости на скважину при переводе из АПВ в КПП более чем на 25% (рис. 2).

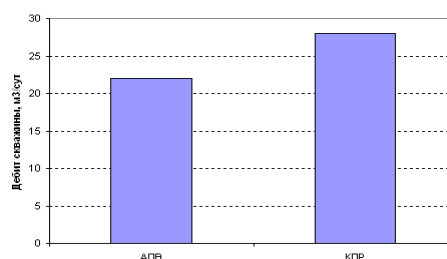


Рис. 2 Изменение дебита скважин при переводе из АПВ в КПП

Опыт применения метода кратковременного периодического режима работа скважин на Горшковской площади Приобского месторождения позволяет сделать вывод, что при эксплуатации низкодебитного осложненного фонда УЭЦН, эксплуатации которого в постоянном режиме невозможна, КПП является наиболее выгодным методом, потому что позволяет снизить влияние осложняющих факторов на работу УЭЦН и добиться максимального уровня добычи, соизмеримым с уровнем добычи в постоянном режиме.

Литература

1. Федеральный закон от 23.07.2013 N 213-ФЗ "О внесении изменений в главы 25 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и статью 3.1 Закона Российской Федерации "О таможенном тарифе"// "Российская газета". – М., 26.07.2013. – N 163. – Режим доступа: [Консультант плюс]. – Загл. с экрана.

2. Методические указания по работе с периодическим фондом УЭЦН// Методические указания ООО «РН-Юганскнефтегаз» № П1-1.02. М-0008 ЮЛ-099, – Нефтеюганск, 2013. – 17 с.

ОБОСНОВАНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА УДЕРЖАНИЯ ДЛЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ

Е.Ф. Канчар, Р.А. Везеничев

Научный руководитель доцент П.В. Пятибратов

Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

Циклическое заводнение является эффективным методом разработки пластов неоднородных по толщине. Однако, при гидродинамическом моделировании этого механизма воздействия на пласт, возникает сложность, так как при традиционных методах расчёта циклического заводнения используются эмпирические параметры, которые невозможно заложить в модель. К таким параметрам относится коэффициент удержания, который во многом характеризует эффективность данного метода. В представленной статье будут рассмотрены суть коэффициента удержания и возможный способ его обоснования за счёт явлений гистерезиса капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей. Технология циклического заводнения предусматривает два этапа: на первом происходит интенсивное нагнетание воды, при этом в основном действуют упругие силы, на втором нагнетательные скважины останавливаются, и возрастает влияние капиллярных сил.

Рассмотрим модель из двух гидродинамически связанных между собой пластов, проницаемость которых различается более чем в 4-5 раз. Во время первого полуцикла, в результате нагнетания давление в низкопроницаемом пласте будет возрастать медленнее, чем в высокопроницаемом. Таким образом, на начало второго полуцикла возникнет некоторый перепад давления, под действием которого жидкость устремится из высокопроницаемого пласта в низкопроницаемый. При этом скажется разность капиллярного давления для смачивающей и несмачивающей фаз. Условно, поры низкопроницаемого пласта будут принимать и удерживать только смачивающую фазу (воду), вытесняя несмачивающую нефть. Коэффициент удержания равен отношению объёма воды удерживаемой в порах после второго полуцикла, ко всему объёму воды, попавшему в низкопроницаемый пласт на втором полуцикле [3]. Процессы, происходящие на втором полуцикле, можно описать через изменение капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей (ОФП), при внедрении воды в низкопроницаемый коллектор. Процесс течения смачивающей фазы в низкопроницаемый пласт можно описать через гистерезис капиллярного давления, а удержание воды - через гистерезис ОФП.

Эти процессы основаны на явлении смачиваемости. Смачиваемость – результат взаимодействия между молекулами смачивающей фазы и смачиваемой поверхности, а значит на смачиваемость определённой жидкостью (например, водой), влияет состав и строение породы. Говоря о нефтяном пласте, можно перейти к понятиям гидрофильности и гидрофобности. Пласт являющийся по своему составу и структуре гидрофильным при насыщении нефтью может стать гидрофобным или менее гидрофильным. Нефтяные месторождения образуются в результате миграции нефти из нефтематеринских пород в коллектора-ловушки, которые изначально являются гидрофильными и насыщенными водой. Поэтому для данного случая речь идёт скорее о смешанной смачиваемости. [1], [2]. Таким образом, смачиваемость породы сначала меняется при образовании месторождения, а затем в процессе фильтрации флюида.

Изменения смачиваемости в свою очередь приводят к изменению капиллярного давления и ОФП. Это изменение носит сложный характер, выраженный в явлении гистерезиса. Условно гистерезис можно разделить на два вида: 1. зависящий от нагнетаемой жидкости, 2. зависящий от цикла нагнетания [4].

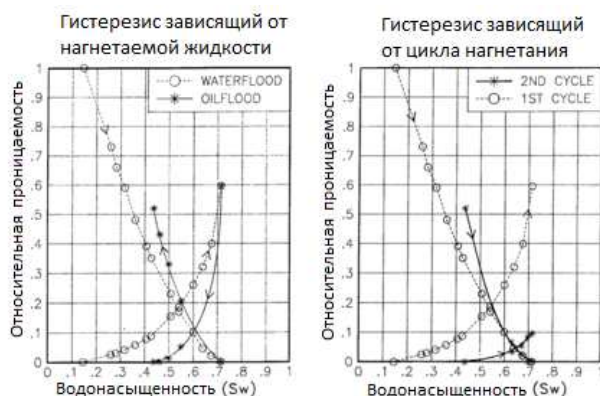


Рис. Виды гистерезиса ОФП

Первый тип гистерезиса отражает изменение относительных фазовых проницаемостей, в зависимости от нагнетаемой жидкости (вода/нефть), второй – изменение ОФП и критической водонасыщенности в зависимости от количества циклов нагнетания. На рисунке первый график показывает ОФП при нагнетании воды, а затем нефти, второй – снова нагнетание воды в тот же образец. Как видно, значение остаточной