

В процессе эксплуатации добывающий насос подает жидкость на поверхность, в то время как рециркуляционный насос с обратным геометрическим строением обеспечивает рециркуляцию потока на входе насоса, предотвращая оседание механических примесей и твердых частиц.

Добывающий и рециркуляционный насосы соединяются при помощи перфорированного патрубка, который служит главным входным отверстием для обоих насосов, тогда как гибкий вал используется для соединения роторов рециркуляционного и добывающего насосов. Гибкий вал был специально спроектирован с применением высокопрочных материалов, позволяющих справляться с совмещенным эксцентрическим движением двух роторов, и располагается внутри перфорированного патрубка.

Бесштанговые установки винтового насоса с погружным электродвигателем (УЭВН) служат эффективной альтернативой винтовым насосным системам с верхним приводом и электроцентробежным насосным установкам при добыче нефти из скважин с высокой интенсивностью кривизны ствола. Высокая интенсивность набора кривизны повышает риск обрыва штанг и возникновения негерметичности НКТ при добыче нефти установками с верхним приводом. В свою очередь, наработка УЭЦН на отказ в таких условиях часто оказываются низкими вследствие возникновения газовых пробок, абразивного износа или срыва подачи.

Основные преимущества УЭВН для названных условий эксплуатации в сравнении с установками других типов следующие [1]:

- пониженная вероятность возникновения неисправностей;
- возможность использования установок более высокой производительности ввиду отсутствия штанг;
- более низкие эксплуатационные затраты благодаря более низкому удельному энергопотреблению и меньшими затратами на ремонт скважины;
- возможность применять винтовые насосы на шельфовых месторождениях (в сочетании с забойным предохранительным клапаном SSSV).

Стандартные приводы погружных винтовых насосов включают индуктивные электродвигатели ЭЦН в сочетании с редуктором. Чаще всего это индукционные (асинхронные) погружные электродвигатели (ПЭД), разработанные для эксплуатации на скорости 3000 об/мин (50 Гц) с номинальной мощностью от 10 до 2000 лошадиных сил. Также возможны альтернативные решения с четырех - или шестиполюсными двигателями, номинальная скорость вращения которых ниже в два или три раза, соответственно. Однако увеличение количества полюсов требует увеличения длины двигателя для обеспечения той же мощности (так как увеличивается количество электрических обмоток), что может послужить ограничением для наклонно-направленных скважин.

В качестве энергоэффективного решения вместо асинхронных ПЭД могут использоваться вентильные (синхронные) электродвигатели (ВЭД) на постоянных магнитах, не требующие применения редукторов. ВЭД создают мощный крутящий момент при низкой скорости вращения вала.

С момента появления винтового насоса с погружным электродвигателем для применения в механизированной добыче основным препятствием для освоения рынка оставалась низкая надежность гибкого вала и редуктора. Однако за последние несколько лет быстрое развитие математического моделирования гибкого вала и применения вентильных двигателей сделало УЭВН весьма привлекательным решением для механизированной добычи.

Литература

1. Дроган Н.Ю. Опыт эксплуатации одновинтовых насосных установок на месторождениях НГДУ «ТАЛАКАННЕФТЬ» ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ» // Инженерная практика. – 2017. – № 3. – с. 16–18.
2. Луи-Этьенн П. Опыт успешного применения объемных винтовых насосов в механизированной добыче // Инженерная практика. – 2017. – № 2. – с. 36–38.
3. Максимов В.П. Эксплуатация нефтяных месторождений в осложненных условиях. – М.: Недра, 2006. – 240 с.
4. Фастовец А.В., Шарманов С.А. Мониторинг и оптимизация работы скважин с УЭЦН. Повышение эффективности эксплуатации скважин с помощью УЭВН // Инженерная практика. – 2015. – № 12. – с. 4–6.
5. Феофилактов С.В., Холин Д.С. Система управления и мониторинга для установок штанговых винтовых насосов // Инженерная практика. – 2017. – № 9. – с. 21–23.
6. Ямалиев Р.Р., Мотин А. А. Технологии и оборудование для повышения эффективности эксплуатации осложненного фонда скважин // Инженерная практика. – 2017. – № 9. – с. 24–26.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ЭФФЕКТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ ЗАВОДНИЕМ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Р.В. Пантелеев, Г.Х. Пак

Научный руководитель – старший преподаватель Ю.А. Максимова

Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в мире становится все меньше запасов нефти. В связи с этим остро встает проблема неэффективной разработки нефтяных месторождений. При разработке нефтяных месторождений для вытеснения нефти к добывающим скважинам, повышения текущих темпов отбора запасов и увеличения конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) широко используется закачка воды в нефтяной пласт. Система разработки с использованием системы поддержания пластового давления закачкой воды является весьма сложным процессом, в связи с тем, что месторождения характеризуются сложным, разнообразным строением пластов, а так же сложностью процессов, происходящих внутри них, при воздействии тем или иным способом. В настоящее время в мире все

сильнее совершенствуются методы исследований, направленных на более детальное изучение структуры каждого отдельного месторождения, но даже самые инновационные методы не всегда могут дать нам детальную и однозначную информацию о таком сложном объекте, как нефтяное месторождение. Выходом из данной ситуации может служить использование сочетаний различных методов анализа, для получения наиболее полной информации об эффективности разработки. При использовании метода поддержания пластового давления путём закачки воды в пласт, детальный анализ эффективности системы заводнения необходим для принятия эффективных решений по ее совершенствованию, что, в свою очередь, служит одним из важнейших инструментов совершенствования всего процесса разработки месторождения.

Цель анализа эффективности системы поддержания пластового давления заключается в определении единого, наиболее эффективного подхода к анализу влияния реализуемой системы заводнения на энергетическое состояние пласта, а также на процесс выработки запасов.

Существует три направления анализа эффективности системы заводнения. Первое направление – качественная характеристика системы заводнения, которая включает в себя реализацию проектной системы (соблюдение решений предыдущего проектно-технологического документа), оценку типа сформированной системы заводнения (площадное, очаговое, приконтурное) и интенсивности заводнения (соотношение добывающих и нагнетательных скважин, устьевые и забойные давления закачки). Второе направление включает анализ таких показателей системы заводнения, как закачка, приемистость, компенсация отборов закачкой, а также детализацию оценки системы заводнения по блокам, участкам, элементам разработки и элементам заводнения. Третье направление посвящено анализу характеристик энергетического состояния пласта и включает сопоставление давлений в зоне отбора, закачки и среднего по залежам, построение карты изобар, оценку изменения давления по площади и анализ динамики энергетического состояния пласта.

Методика анализа системы заводнения основана на комплексном анализе технологических показателей работы скважин, информации по промыслово-геофизическим исследованиям, изменений технологических показателей за период, расчетах поскважинной компенсации, эмуляции гидропрослушивания и т.д.

Методика эффективного подхода к управлению заводнением реализуется в четыре этапа [2]:

- сбор и подготовка исходных данных;
- анализ интенсивности воздействия на пласт;
- анализ изменения технологических показателей;
- формирование рекомендаций по совершенствованию системы заводнения.

Для оценки динамики формирования системы заводнения используют стандартные инструменты:

- соотношение добывающих и нагнетательных скважин;
- распределение нагнетательных скважин по величине приемистости;
- изменение охвата нагнетательным фондом по площади.

Оценка энергетического состояния пласта производится для выявления расположения зон с наибольшим снижением пластового давления, определения потерь давления в пласте и эффективности системы заводнения. Для данной оценки используется карта пластового давления, данные по динамике пластовых и забойных давлений и перепаду давлений между добывающими и нагнетательными скважинами.

Чтобы детально рассмотреть причины значительного снижения пластового давления, определить участки с низкоэффективным заводнением, выделить скважины с возможной негерметичностью эксплуатационной колонны и внутрипластовыми перетоками и скважины с негативным влиянием закачки на обводненность добываемой продукции, необходимо сопоставить различные параметры.

Для оценки интенсивности воздействия на пласт требуется проанализировать данные промыслово-геофизических исследований, построить карту соотношения работающей толщины к общей толщине пласта. По результатам анализа соотношения толщин определить скважины с наименьшим значением для проведения перфорационных работ. Для выявления случаев обводнения скважин нагнетаемой водой используется сопоставление обводненности и приемистости на момент начала роста обводненности. Также необходимо провести анализ роста обводненности. Результатами являются значения текущей и накопленной компенсации по каждой скважине, которые представляются в виде карты.

Для оценки изменения технологических показателей и влияния закачки на работу добывающих скважин по всем скважинам объекта рассчитываются следующие параметры [5]:

- снижение пластового давления;
- изменение пластового давления относительно начального;
- снижение динамического уровня;
- потери добычи жидкости (снижение дебита жидкости).

Полученные параметры по каждой скважине необходимо сопоставить друг с другом, а также со значениями текущей и накопленной компенсации.

Для формирования выводов об энергетическом состоянии пласта и рекомендаций по совершенствованию системы разработки все скважины условно подразделяются группы, согласно эффективности их работы по итогам комплексного анализа [6]:

- скважины с недостатком закачки;
- скважины с недокомпенсацией;
- скважины с неэффективно сформированной системой поддержания пластового давления;
- скважины с потенциальным прорывом.

Для каждой выделенной группы скважин, соответствии с технологическими показателями работы скважин, формируются рекомендации по совершенствованию процесса разработки.

Таким образом, грамотно используя комплексный анализ эффективности системы заводнения, можно получить наиболее полный эффект от использования данной системы как в технологическом, так и в экономическом плане.

Литература

1. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А. Методика распределения объемов закачиваемой воды по площади нефтяного месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 9. – С. 19-24.
2. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А. Анализ эффективности системы заводнения с применением метода материального баланса // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 10. – С. 63-66.
3. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А. Экспресс-оценка сложившейся системы ППД методами многофакторного анализа и материального баланса // Инженерная практика. – 2015. – № 6-7. – С. 8-11.
4. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. – М.: Schlumberger, 2001. – 144 с.
5. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геологопромысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.
6. Соколов С.В. Практика проектирования, анализа и моделирования разработки нефтяных месторождений. – М.: Наука, 2008. – 200 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ ОБРАЗОВАНИЯ И РАЗЛОЖЕНИЯ ГИДРАТА МЕТАНА В НЕФТЯНЫХ ДИСПЕРСИЯХ В СТАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ И ПРИ ПЕРЕМЕШИВАНИИ

Д.М. Полюхов

Научный руководитель – научный сотрудник А.С. Стопорев
Институт неорганической химии СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Газовые гидраты – это соединения включения, каркас которых состоит из молекул воды. Структура каркаса имеет полости, в которых располагаются молекулы газов [9]. Один из всплесков исследований газовых гидратов был связан с обнаружением проблем образования гидратных пробок при нефтегазодобыче [3, 7]. Существенные финансовые и экологические угрозы несет за собой возможность образования гидратных пробок в скважинах и внутрипромысловой арматуре [8]. Большое количество работ, посвященное изучению газовых гидратов, было направлено на определение термодинамических условий их стабильности [например: 3,14]. В последнее время получили распространение работы, посвященные исследованию кинетики образования и разложения гидратов в системах вода – нефть [2, 13]. Объектом исследования таких работ в основном являются модельные системы, когда в качестве масляной фазы выступают пентан, декан и др. органические жидкости, а в качестве гидратообразующего компонента – циклопентан, тетрагидрофуран, CO₂ [5, 6, 7]. Такого рода системы существенно отличаются от промысловых условий, где в качестве гидратообразователя выступает природный газ, основным компонентом которого является метан. Этим обусловлена актуальность исследования образования и разложения газовых гидратов в условиях, наблюдаемых в реальных системах: водонефтяные эмульсии и метан, этан, пропан как гидратообразующие вещества.

Процесс образования газовых гидратов в нефтяных дисперсиях начинается с нуклеации. Вначале образуется тонкая пленка гидрата на поверхности частицы. Далее рост гидрата продолжается согласно модели сжимающейся сферы. Корка сформировавшегося гидрата ограничивает диффузию гидратообразующего компонента к зоне протекания реакции. В это же время может проходить агломерация частиц [1].

При разложении газовых гидратов при температуре ниже 0°C возможно проявление эффекта самоконсервации, что приводит к резкому снижению скорости их разложения [10, 11]. Заключается этот феномен в следующем: 1) поверхностный слой гидрата разлагается на переохлажденную воду и газ [16]; 2) замерзание данной воды приводит к формированию корки льда на поверхности гидратной частицы, что препятствует ее дальнейшему разложению. С этого момента скорость разложения гидрата замедляется и лимитируется диффузией метана через корку льда.

Перед использованием образцы нефти были выдержаны при 80°C в течение 6 часов и отфильтрованы для удаления растворенных газов и механических примесей. Эмульсия была получена из дистиллированной воды и нефти (50/50 масс. %) при перемешивании миксером (800 об/мин) при комнатной температуре (20°C) без добавления ПАВ. Эмульсия воды в данной нефти устойчива в течение длительного времени (более года), вследствие стабилизации компонентами нефти.

Для изучения кинетики образования гидрата метана в эмульсии навеска (около 50 г образца) загружалась в автоклав. Далее свободный объем аппарата высокого давления промывался метаном и в камере задавались начальное давление (115-130 бар) и необходимая скорость перемешивания (150-350 об/мин). Затем автоклав быстро охлаждался до 1°C и система выдерживалась при данной температуре в течение 20 часов (рис. 1). Начало гидратообразования отслеживали по одновременному падению давления и скачку температуры.

Анализ полученных данных показывает, что в статических условиях в начальный момент максимальная скорость образования гидрата метана составляет около 30 мкмоль/мин на грамм образца. Далее скорость образования уменьшается, а основная часть гидрата образуется со скоростью около 1 мкмоль/мин. В случае образования гидрата метана в нефтяной эмульсии в условиях перемешивания наблюдаемая картина существенно отличается от таковой в статических условиях. На кинетической кривой здесь можно выделить хорошо различимые 2 этапа (рис. 1). На первом этапе идет относительно медленное образование гидрата метана; этот период имеет линейный или близкий к линейному характеру (участок 1 на рис. 1). В определенный момент начинается увеличение