

**ОПТИМИЗАЦИЯ ГАЗЛИФТНОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ НЕФТИ В ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОСТРОВА САХАЛИН**

**А.А. Михеев**

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия*

В настоящее время в России и мире уделяется большое внимание вопросам развития сектора морской нефтегазодобычи. Данный интерес сформирован, с одной стороны, значительным потенциалом данной отрасли, реализация которого способна обеспечить потребность мирового рынка в энергоносителях в средне- и долгосрочной перспективе, с другой – необходимостью реализации требуемой трансформации сектора морской нефтегазодобычи с целью сохранения его конкурентоспособности в условиях динамично меняющегося энергетического рынка.

В качестве метода механизированной добычи в морских условиях применяется газлифтная эксплуатация. Также газлифт применяется и в ряде других случаев, когда данный метод признается более выгодным с инженерной и экономической точки зрения (например, на поздних стадиях эксплуатации месторождения, так как газлифт применим на любом этапе разработки).

Задача газлифта – газирование жидкости. При этом плотность газожидкостной смеси (следовательно, давление ее столба в скважине) с ростом газосодержания уменьшается, забойное давление скважины снижается. Приток продукции зависит от расхода газа.

Газлифт используют при наличии факторов, которые значительно усложняют работу насосов:

- высокое газосодержание или температура жидкости,
- наличие песка,
- отложения парафина и солей,
- добыча в кустовых и наклонно направленных скважинах.

Эффективность газлифта зависит от вязкости, скорости движения смеси, устьевого давления [1].

В геолого-технических условиях месторождений острова Сахалин газлифт используется для увеличения депрессии на пласт до максимально допустимой с целью повышения отбора и оптимизации добычи. Текущее пластовое давление позволяет поддерживать фонтанную добычу на большинстве скважин фонда, однако, при дальнейшем увеличении обводненности потребуются перевод на механизированную добычу. Другой причиной перевода скважин на газлифтную эксплуатацию является оптимизация добычи при снижении продуктивности скважин или пластового давления. В некоторых скважинах с невысоким газовым фактором газлифт периодически применялся на начальном этапе эксплуатации, а также для стабилизации дебита и оптимизации добычи. В настоящее время газлифт применяется в ряде скважин, однако большинство скважин оснащено боковыми газлифтными мандрелями и клапанами для будущего перевода на газлифт.

Для контроля исправности газлифтных клапанов и наличия утечек в колонне НКТ возможна закачка CO<sub>2</sub> в скважины. Время, необходимое для прохождения порции CO<sub>2</sub> вниз через затрубное пространство и обратно до устья через НКТ, отражает глубину нагнетания (закачки) газа, что позволяет обнаружить неисправный клапан.

Подбор скважинного оборудования по типу используемого металла предусматривает возможность эксплуатации в условиях присутствия углекислого газа и сероводорода в пластовой жидкости. Заканчивание скважин в сероводород-устойчивом исполнении является превентивной мерой для обеспечения безопасности, несмотря на отсутствие сероводорода в настоящее время. Тем не менее, потенциальное появление сероводорода рассматривается как следствие активности бактерий, вызванной возможным недостаточным качеством подготовки нагнетаемой воды.

Выполненные испытания подтвердили, что в результате смешивания пластовой воды и нефти (в поверхностных условиях) могут образовываться некоторые слабые эмульсии. Для оптимизации процесса разделения нефти и воды на поверхности осуществляется закачка демульгатора.

За весь период эксплуатации не было отмечено осложнений в связи с гидратообразованием, отложениями асфальтенов или парафинов, поэтому эти факторы не рассматриваются как потенциальные проблемы.

К настоящему времени известно, что растущая обводненность продукции вызывает следующие проблемы: вынос песка и формирование солеотложений.

Опыт эксплуатации показал, что прорывы воды могут сопровождаться значительным снижением продуктивности скважин. Данное явление часто связано с плохой совместимостью пластовой и закачиваемой воды (морской), способной вызвать нерастворимые солеотложения (BaSO<sub>4</sub>, CaCO<sub>3</sub> и др.) в призабойной зоне скважин.

Для удаления и предотвращения солеотложений в гравийную набивку новых заканчиваний добавляется ингибитор солеотложений ScaleSorb, состоящий из сухих твердых частиц со специальным химикатом, который медленно десорбируется из проппанта для обеспечения немедленной и долгосрочной защиты от солеотложений. Данный ингибитор помещается в пласт через гидроразрыв, гравийную набивку или технологию Frac&Pack. ScaleSorb совместим с традиционными жидкостями для воздействия на пласт. Поскольку продукт сухой и инертный, он может быть легко удален при очистке и не вызывает химических осложнений при разливе [2].

Необходимо отметить то, что ингибитор солеотложений должен со временем вымываться, поэтому необходимы периодические обработки скважин. При снижении продуктивности, связанной с добычей нагнетаемой воды, перед закачкой ингибитора возможна закачка состава для растворения солей.

Для предотвращения пескопроявлений технологическим решением будет проведение капитального ремонта скважин с установкой забойных фильтров, а также резкой вторых стволов в обводнившихся скважинах, и их заканчивание с применением комплекса мероприятий, предотвращающих пескопроявление. По результатам

проведения анализа возможных технологий заканчивания скважин, выбор был сделан в пользу технологии Frac&Pack.

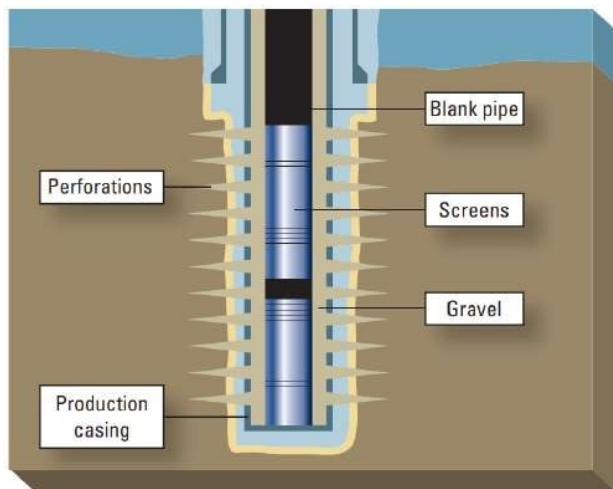


Рис. Технология Frac&Pack

В технологии Frac&Pack сочетается гидроразрыв пласта и гравийная набивка. Для создания трещины используется высоковязкая жидкость под давлением выше давления разрыва пласта. При закачке жидкости вне кольца обсадной колонны и фильтра помещается защитный чехол. С помощью технологии обеспечивается высокая проводимость гравийного фильтра, создается канал для потока пластовых жидкостей при более низких давлениях. Таким образом гидроразрыв повышает интенсификацию притока флюида, а гравийный и связанные с ним фильтры ограничивают образование песка и его попадание в добываемые жидкости. В некоторых случаях методы Frac&Pack могут свести значения скин-фактора к нулю [3].

Компании, ведущие газлифтную эксплуатацию скважин на о. Сахалин, следуют по пути автоматизации управления технологическим процессом (до 100%) и цифровой трансформации. Необходимые технологические параметры достигаются и поддерживаются благодаря системам усовершенствованного управления технологическим

процессом (СУУТП). Алгоритмы управления штуцерами позволяют быстро запускать скважины без резких изменений пластового давления и расхода.

Также для оптимизации газлифтной эксплуатации в условиях о. Сахалин используются всевозможные утилиты. Ярким примером служит инструмент программного обеспечения WinGLUE. Он разработан и проверен на практике компаниями AppSmiths и Shell и предназначен для наблюдения за эксплуатацией газлифтных скважин.

Как известно, газлифтная конструкция проста. Газлифт становится сложным только после того, как скважины начинают работать. Обнаружить скважину, которая не добывает, не составляет труда, однако сложность возникает с определением того факта, что скважина добывает неоптимально.

Разработчики WinGLUE считают, что газлифт скрывает свою неэффективность. В программе используется следующий принцип: эффективное наблюдение – это непрерывный процесс, состоящий из следующих стадий:

1. Сбор любой доступной информации для скважины и определения вероятного (или двух) сценария ее текущей эксплуатации.

2. Оценка возможной выгоды при проектных или эксплуатационных изменениях.

3. Оптимизация распределения газа по скважинам. Затем цикл наблюдения повторяется.

WinGLUE позволяет сравнивать результаты испытаний скважины и данные замеров давления. Таким образом утилита дает возможность отслеживать изменения в скважинах с течением времени. WinGLUE справляется с данной задачей даже для большого количества скважин, нескольких месторождений и нескольких пользователей [4].

В условиях месторождений острова Сахалин газлифт при высоком давлении был принят, как оптимальный метод механизированной добычи. Скважины оснащаются газлифтным оборудованием (боковыми газлифтными мандреями и клапанами, линией газа на поверхности), однако на постоянной основе требуется оптимизация: замена газлифтных клапанов для достижения оптимальной конструкции, оптимизация расхода закачки газа с целью максимизации депрессии и дебита нефти.

#### Литература

1. Бойко В.С. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: Учебник для техникумов/ Акульшин А.И., Зарубин Ю.А., Дорошенко В. М. – М.: Недра, 1989
2. MGM Northstar [Электронный ресурс] URL: <http://mgmnorthstar.com/items/23785/solid-scale-inhibitor-td.pdf>
3. Син Д.Ч. Применение технологии Frac&Pack на месторождении "X" о. Сахалин / Д.Ч. Син, А.Н. Пастухов; науч. рук. М.В. Мищенко // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина, Томск, 8-12 апреля 2019 г.: в 2 т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2019. – Т. 2. – [С. 171-172].
4. WinGLUE® Gas Lift Software [Электронный ресурс]. – URL: <http://winglue.com/wgWhat.aspx>.