

Причем в зависимости от того с какого года начать применять ВГВ, превосходство ВГВ над заводнением в процентном соотношении различно. Так, например, накопленная добыча по нефти при ВГВ с 2017 года (76,72 тыс. м<sup>3</sup>) на 5,8 % превышает добычу при чистом заводнении с того же года. Получается, что с увеличением времени работы на естественном режиме конечная накопленная добыча нефти растет, как и при заводнении, так и при ВГВ, т.е. при недокомпенсации накопленная добыча увеличивается. Это происходит за счет увеличения коэффициента охвата. Когда пласт продолжительное количество времени работает на естественном режиме, перераспределение давления доходит и до зон, не участвующих в процессе дренирования ранее. И чем дольше пласт работает на истощении, тем больше переток из застойных зон, т.е. увеличивается коэффициент охвата.

Можно сделать вывод, что применение ВГВ является эффективным вторичным методом увеличения нефтеотдачи для верхнеюрских коллекторов с низким давлением насыщения.

Для насыщенного газом пласта заводнение эффективнее по сравнению с ВГВ. Так как нефть и так насыщена газом до предела, то при закачке оторочки газа не происходит его растворения, поэтому большее количество газа фильтруется в свободном виде, что приводит к ранним прорывам к добывающим скважинам и, как следствие, резкому увеличению газового фактора, выбытию добывающих скважин. Таким образом, на эффективность водогазового воздействия оказывает значительное влияние исходное состояние пластовой системы. По результатам многовариантного моделирования, рассчитан коэффициент эффективности применения ВГВ, который главным образом зависит от давления насыщения.

Для насыщенных растворенным газом коллекторов применение водогазового воздействия может оказаться неэффективным за счет быстрых прорывов газа. В то же время для недонасыщенных коллекторов, к которым относятся и большинство пластов верхнеюрских отложений Сургутского и Нижневартовского сводов, водогазовое воздействие может рассматриваться в качестве перспективного метода увеличения нефтеотдачи.

### АНАЛИЗ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

**А.И. Поспелов, В.А. Таланова, Э.А. Сафиулина**

Научный руководитель ассистент П.С. Дозморов

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия*

После того как была пробурена скважина и прежде, чем она может быть запущена в производство, она должна быть надлежащим образом завершена. Комплекс соответствующих технологий развивается в настоящее время по всему миру, которые направлены на изучение, улучшение и изобретение методов и оборудования, разработанных для заканчивания скважины.

Процесс завершения скважины, применяемый за рубежом, выходит далеко за рамки общего стандартного российского представления об установке скважинных труб и оборудования для заканчивания.

Под заканчиванием скважины в первую очередь подразумевается процесс [1]. Процесс заканчивания скважины включает установку и цементирование обсадной колонны, обсадную колонну или хвостовик, а также протоколирование, перфорацию и тестирование. Все это является частью процесса завершения работы. Кроме того, сложные требования к организации обвязки устья, требования обработки или хранения нефти влияют на конструкцию и конфигурацию завершения скважины.

Есть три основных требования любого заканчивания скважин. Система завершения скважин должна обеспечивать:

- эффективность (соответствие производственным целям);
- безопасность (безопасность скважины и природного окружения);
- экономическую целесообразность (рациональное отношение стоимости процесса к планируемым доходам).

Настоящая экономическая ситуация требует пристального внимания к изучению процесса заканчивания скважины, так как изначальная миссия заканчивания – это экономия материальных ресурсов при проектировании скважин. Однако в нынешних реалиях функциональная нагрузка стала носить не только характер экономии, но и увеличения прибыли, посредством применения современных принципов обустройства подвески и всей системы заканчивания, и, как результат, увеличения срока службы скважины, и даже увеличения дебита.

Не оптимизированная система завершения может поставить под угрозу долгосрочные цели компании. Например, если цель компании заключается в максимизации извлечения запасов месторождения, бедный или ненадлежащий дизайн скважины может серьезно поставить под угрозу достижение цели.

Подводя итог, можно сказать, что заканчивание скважины – это техническая эффективность, которая рассматривается наряду с конкретными целями компании, которая, в конечном счете, определяет конфигурацию и оборудование.

Как описано в зарубежной статье [3], факторы, влияющие на производительность скважины, месторождения или пласта могут быть классифицированы:

- границы резервуара (должны быть оценены);
- свойства резервуара (должны быть измерены);
- заканчивание скважины (должно контролироваться).

Анализ корреляции всех трех факторов, указанных выше, позволяет сделать вывод о влиянии каждого из них по отдельности на объем добываемого флюида, что является основой рационального управления резервуаром.

В классификации заканчивания скважины необходимо учитывать профиль скважины. По виду профиля скважины можно выделить:

- вертикальные скважины;
- наклонные скважины;
- горизонтальные скважины.

Есть несколько классификаций или категоризаций типов заканчивания. Наиболее распространенные критерии классификации включают:

- ствол скважины (открытый ствол или обсаженная скважина);
- метод добычи (естественное фонтанирование под действием сильного пластового давления или механизированная эксплуатация);
- количество продуктивных зон (одинарный ствол или многоствольное заканчивание).

Стол скважины может быть выполнен двумя путями:

- открытый ствол (заканчивание открытым стволом или гравийным фильтром);
- обсаженный ствол (цементирование обсадной колонны или цементирование хвостовика).

Самым экономически малозатратным является открытый ствол. Однако он характеризуется отсутствием защиты от воздействия пласта и минимальным контролем производства, а также колонны труб подвергаются разрушению текучими средами.

Механизированная эксплуатация может достигаться тремя основными путями:

- штанговый глубинный насос;
- газлифт;
- электропогружной насос.

По количеству продуктивных зон, и, соответственно, дизайну хвостовика, можно выделить следующие составляющие:

- однорядная колонна – один пакер;
- однорядная колонна – несколько пакеров;
- многорядная колонна – несколько пакеров.

Одним из методов заканчивания скважин является технология гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра.

Данная технология по своей сути является стандартным гидравлическим разрывом пласта, но отличается тем, что на забое создается, так называемый, фильтр [2]. Расклинивающим агентом (проппантом) является гравий, который так же используется как материал для создания скважинного фильтра.

Процесс создания гравийного фильтра осуществляется после спуска, цементирования и перфорирования хвостовика. Для этого используется неперфорированная колонна с установленными в ней скважинными фильтрами (скринами) с отверстиями меньшими, чем размер гравия для гравийной набивки, для исключения выноса его в скважину потоком жидкости. Концентрично, во внутреннюю полость данной колонны помещается промывочная труба с установленным на ней кроссовером.

Главным элементом при проведении гидроразрыва пласта с гравийной намывкой является кроссовер. Кроссовер – это механическое устройство, предназначенное для направления жидкости в скважину и перекачивания жидкости в скважине в различных направлениях, сохраняя при этом изоляцию потоков друг от друга.

У данного устройства есть три режима работы:

1. Закачка под давлением (без обратного притока): жидкость (гидроразрыва, продавочная) закачивается в пласт под давлением и, проходя через кроссовер, направляется к интервалам перфорации, а затем в пласт, при этом возвращение потока на поверхность не происходит. Используя именно этот режим, осуществляется гидравлический разрыв пласта.

2. Режим циркуляции – режим обратного притока на поверхность. При переходе на данный режим в скважине может происходить циркуляция. Жидкость с поверхности по промывочной трубе поступает в кольцевое пространство между обсадной колонной и экраном и через перфорационные отверстия проникает в пласт, обратный поток жидкости проходит через экран без выноса песка или проппанта.

3. Режим реверса: направление потока по затрубному пространству над пакером в колонну, посредством чего осуществляется вывод жидкости на поверхность. Данный режим позволяет осуществить обратную промывку.

В процессе Frack&Pack на первой стадии происходит гидравлический разрыв пласта жидкостью гидроразрыва, на второй стадии начинается упаковка гравийного фильтра. Жидкостью-песконосителем в созданные гидроразрывом трещины закачивается и упаковывается расклинивающий агент – гравий, который является препятствием для проникновения песка в скважину.

Заканчивание скважин по данной технологии предотвращает вынос песка за счет гравийного фильтра и сохраняет низкий скин-фактор (за счет образования трещины). Данная технология хорошо зарекомендовала себя на месторождениях в Мексиканском заливе.

#### Литература

1. King G.E. et al. Sand Control Completion Reliability and Failure Rate Comparison With a Multi-Thousand Well Database // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2003.
2. McDonald B. et al. Completion Optimization in the Fayetteville Shale Utilizing Rate Transient Analysis for Candidate Selection // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2016.

3. Oliver G. et al. Advanced cuttings analysis provides improved completion design, efficiency and well production // First Break. – 2016. – Т.34. – №. 2. – С. 69 – 76.

## ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МАЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.П. Прыткова

Научный руководитель старший преподаватель Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Майское нефтяное месторождение введено в промышленную разработку в 2007 году. Эксплуатационное разбуривание месторождения производилось до 2011 г. В настоящее время объекты практически полностью разбурены основным фондом скважин в соответствии с проектным документом. На 01.01.2015 г. в разработке находится два объекта Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>14-15</sub>. Согласно подсчету запасов 2014 года выделено четыре новых продуктивных пласта: Ю<sub>11</sub>, Ю<sub>12</sub>, Ю<sub>13</sub> тюменской и Ю<sub>1</sub> васюганской свит [1].

С начала разработки по месторождению отобрано 1991,6 тыс.т нефти и 4337,1 тыс.т жидкости, текущий КИН – 0,094, при утвержденном – 0,336. Отбор от НИЗ – 28,1 % при обводненности 85,7 %, накопленный водонефтяной фактор – 1,2. Основным разрабатываемым объектом является пласт Ю<sub>1</sub> (92 % накопленной добычи месторождения), он и определяет динамику основных показателей месторождения в целом.

За 2014 год в целом по месторождению добыто 110,2 тыс. т нефти и 772,5 тыс. т жидкости при среднегодовой обводненности 85,7 %. Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, числящихся на государственном балансе на 01.01.2015 г., составил 2,1 %. Дебит жидкости добывающих скважин в среднем составил 54,0 т/сут, нефти – 7,7 т/сут.

Закачка на месторождении осуществляется с 2008 г. В 2014 году всего закачано 969,8 тыс.м<sup>3</sup> воды при средней приемистости нагнетательных скважин 113,2 м<sup>3</sup>/сут, текущая компенсация – 119,7 %. Накопленный объем закачки воды на 01.01.2015 г. составил 5443,4 тыс.м<sup>3</sup>, накопленная компенсация отборов жидкости закачкой – 104,3 %.

Стадия растущей добычи на Майском месторождении продолжалась в течение 2007–2010 гг. с активным вводом новых скважин из бурения. Периода стабильных уровней не наблюдалось. Третья стадия разработки, характеризующаяся падением темпов добычи нефти и резким ростом обводненности, началась с 2011 г. и продолжается на данный момент: годовая добыча нефти снизилась с 604,6 тыс. т в 2010 г. до 110,2 тыс. т в 2014г., дебиты жидкости установились на уровне 50–60 т/сут, прирост доли воды в среднем составил 8–10 % в год [2].

В таблице представлено распределение скважин по дебитам и обводненности в целом по Майскому месторождению.

Таблица

Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности Майского месторождения

Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут							Всего	%
	до 1	1 – 3	3 – 5	5 – 10	10 – 15	15 – 20	>20		
20 – 40		2		1				3	7,7
40 – 60			2				1	3	7,7
60 – 80	1	1	1	5		1	1	10	25,6
80 – 90		2	3	3	2	1		11	28,2
90 – 95		2		4	1			7	17,9
>95		4	1					5	12,8
Всего	1	11	7	13	3	2	2	39	
%	2,6	28,2	17,9	33,3	7,7	5,1	5,1		

Как видно из представленных данных, с обводненностью выше 80 % работает более половины всех скважин, с долей воды 60–80 % – четверть скважин, по 8 % скважин обводнены на 20–40 и 40–60% соответственно. Основная часть скважин работает с небольшими дебитами нефти от 3 до 10 т/сут (82 %), остальные семь скважин добывает от 10 до 25 т/сут (18 %).

Актуальность работ по применению потокоотклоняющих технологий обусловлена преждевременным обводнением добываемой жидкости и падением добычи нефти, недостижением добычного потенциала ряда скважин, а также низкой эффективностью работ по ВПП (выравниванию профиля притока), проведенных на месторождении в 2010–2012гг. Все это требует применения комплексных потокоотклоняющих, выравнивающих профиль приемистости, технологий, непосредственно адаптированных к геолого-физическим условиям Майского месторождения и направленных на увеличение охвата продуктивного пласта заводнением, ограничение попутно добываемой воды и увеличения нефтеотдачи пластов (МУН).

Работа по выравниванию профилей приемистости (ВПП) нагнетательных скважин были начаты на месторождении Майское с 12 апреля 2010 г. Целью работ являлась необходимость повышения нефтеотдачи с использованием популярных в настоящее время методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Основная задача – отработка одной из технологий работ по ВПП, используемых ЗАО «Химекс ГАНГ» в области МУН.