

точки линию тренда и получив уравнение для полученной зависимости, был посчитан минимальный массовый дебит нефти, при котором в стволе скважины не будет происходить выпадение АСПО. Значение минимального массового дебита нефти составило 18 т/сут. В условиях рассматриваемого месторождения всего две фонтанных скважины работают с дебитом по нефти свыше 18 т/сут, поэтому можно с большой долей вероятности прогнозировать возникновение проблем с выпадением АСПО на всем действующем фонде скважин.

Таблица

Результаты расчетов глубины начала кристаллизации парафинов

№ Скважины	1	2	3	4	5	6	7	8
Массовый дебит нефти, т/сут	2,0	3,9	3,0	5,5	7,5	9,9	12,0	17,9
Глубина начала кристаллизации парафина от устья, м	218	202	200	168	142	112	81	2

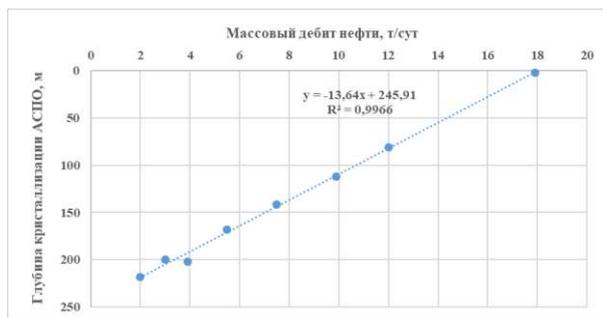


Рис. График зависимости глубины кристаллизации АСПО от массового дебита нефти

В итоге, для рассмотренного месторождения стоит рекомендовать комплекс методов борьбы с отложениями парафинов в нефтяных скважинах. Выбор конкретного метода должен быть основан на более тщательном и полном исследовании физико-химических свойств пласта и насыщающего его флюида в лабораторных условиях на специализированном оборудовании. Полученные в результате данной работы расчеты могут быть использованы при проектировании геолого-технических мероприятий на проблемном фонде скважин и при подготовке к выполнению комплекса работ по предупреждению или устранению выпадения АСПО. Полученная в работе зависимость массового дебита нефти от глубины начала кристаллизации

парафинов позволяет сделать экспресс-оценку о возможности выпадения АСПО на конкретной добывающей скважине. Значение глубины начала кристаллизации парафина может быть использовано при планировании работ по спуску скребков в стволы скважин, при химической обработке скважин ингибиторами парафиноотложений, либо при тепловом воздействии на отложения специальными нагревателями.

Литература

1. Белкина С.А., Нагаева С.Н. Причины образования асфальтосмолопарафинистых отложений в НКТ // Вестник Югорского государственного университета. – 2016. - №3. – С. 7-11
2. Деева Т.А., Камартинов М.Р., Кулагина Т.Е., Шевелев П.В. Современные методы разработки месторождений на поздних стадиях. – Томск, 2006. – 286 с.
3. Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Грон В.Г., Богомольный Г.И. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи. – М.: Недра, 1984. – 272 с.
4. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО «НедраБизнесцентр», 2000. – 653 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ FRAC&PACK НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х» О. САХАЛИН Д.Ч. Син, А.Н. Пастухов

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. Одним из факторов, который осложняет эксплуатацию скважин является содержание механических примесей в пластовом флюиде. Проблема выноса вместе с нефтью механических примесей имеет место во многих нефтедобывающих регионах России и зарубежных стран. В таких условиях резко сокращается межремонтный период скважинного оборудования.

Добыча песка на месторождении «Х» повреждает нефтепромысловое оборудование и создает скважинные пустоты. Кроме того, когда твердые материалы достигают поверхности, они должны быть отделены от жидкости и утилизированы. Сложность состоит в том, чтобы свободные твердые тела не отделялись и не влияли на продуктивность скважины. В прошлом, методы заканчивания скважин с пескопроявлением обычно ограничивали продуктивность. Для решения этой проблемы появились новые технологии, многие из которых находят применение на Ближнем Востоке и в Азии.

Углеводороды, полученные из плохо укрепленных резервуаров, могут содержать мелкие тела, такие как глины и песок. Установка оборудования для контроля песка без влияния на продуктивность, регулирования потока и извлечение полезных ископаемых является сложной и дорогостоящей задачей. Однако затраты на ремонт очень высоки особенно для глубоководных скважин. На месторождении «Х» необходимо применение надежных методов контроля песка в скважинах, метод Frac&Pack (рис.) обеспечивает эффективное решение.

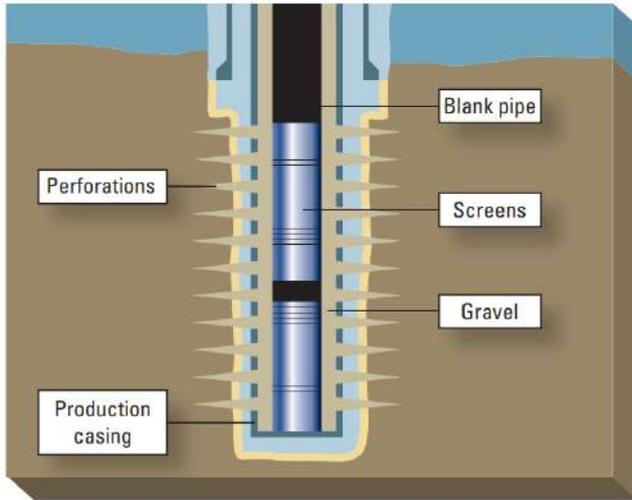


Рис. Технология Frac&Pack

Принцип технологии Frac&Pack

Эта технология предполагает одновременный гидроразрыв пласта (ГРП) и применение технологии Gravel pack. Трещина создается с помощью высоковязкой жидкости, которая перекачивается при давлении выше давления разрыва пласта. Защитный чехол помещается во время закачки жидкости. Он располагается вне кольца обсадной колонны и фильтра. Цель состоит в том, чтобы добиться высокой проводимости гравийного фильтра, и таким образом создать канал для потока пластовых жидкостей при более низких давлениях. Этот метод сочетает в себе улучшенный ГРП с контролем выноса песка, обеспечиваемым гравийной фильтром. Создание трещины помогает повысить интенсификацию притока флюида, гравийный фильтр предотвращает образование песка, а связанные с ним фильтры останавливают попадание гравия в добываемые жидкости. Такой подход

последовательно приводит к увеличению добычи и является особенно эффективным в неустойчивых пластах, особенно в пластах с высокой проницаемостью. В некоторых случаях методы Frac&Pack могут свести значения скинфактора к нулю.

Вывод:

1. Компоновка фильтра и пакера позволяет создавать большие депрессии без риска прорыва песка, что в дальнейшем дает возможность увеличить дебиты скважин месторождения.
2. Метод Frac&Pack предотвращает повреждение пласта, уменьшает влияния скин-фактора.
3. Уменьшение износа нефтепромыслового оборудования.

Литература

1. Case History of Breaking a Paradigm: Improvement of an Immiscible Gas-Injection Project in Buracica Field by Water Injection at the GOC, U. De R.A. Lino, SPE 94978, 2005;
2. Frack Packing Handbook/edited by A. Ghalambor, S. Ali, W.D. Norman.
3. Gravel Pack Sizing Criteria – It s Time to Re-Evaluate/Ch. Fischer, V. Constien, C. Vining//SPE 179023-MS. – 2016
4. IOR Potential With Updip Water Injection in the Statfjord Fm at the Statfjord Field, Einar Hegro, Vilgeir Dalen, H.O. Strandenaes, SPE 28841-MS, 1994;
5. Басарыгин Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации в 6 т.: Справочное пособие / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов Москва: Недра-Бизнесцентр, Т.3., 2003. 431 с.
6. Колмаков Е.А. Обзор конструкций фильтров в составе погружных электро-центробежных насосов при добыче нефти/ Е.А. Колмаков, И.В. Кондрашов, И.В. Зеньков // Вестник Кузбасского государственного технического университета. 2016. № 1. С. 150 – 155.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАЧКИ ЖИДКОГО СТЕКЛА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «S» О. САХАЛИН

Д.Ч. Син, А.Н. Пастухов

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. В данной статье рассмотрена проблема с обводненностью на месторождении “S” о. Сахалин. Нами была предложена технология закачки жидкого стекла (силиката натрия). Подобран состав жидкого стекла необходимого для осуществления технологии. Проведенный анализ по месторождения “S” показывает, что закачка вязкоупругой коллоидной суспензии на основе жидкого стекла является эффективным методом интенсификации процессов добычи нефти.

Основы применения технологии

Изоляцию водопритока предлагается проводить составами на основе жидкого стекла. Жидкое стекло как водоизоляционный реагент довольно широко используется для проведения ремонтно-изоляционных работ в связи с высокими водоизолирующими свойствами, экологической чистотой применения и негорючестью реагента. Составы для водоизоляции с использованием жидкого стекла обладают оптимальными реологическими свойствами, обеспечивающими высокую селективность фильтрации, устойчивы к механическому и термическому разрушению. Гели, которые образуются в призабойной зоне после закачки композиции, создают повышенные фильтрационные сопротивления в высокопроницаемых зонах, достаточные для выравнивания профиля притока, остаточный фактор сопротивления $R_{ост} \geq 500$. Физико-химическая основа применения композиций на основе силиката натрия