

for predicting and evaluating sand production in weakly consolidated reservoirs, Journal of the Faculty of Minas, Universidad Nacional de Colombia – Medellin Campus, Araujo-Guerrero et al / Revista DYNA, 89(220), pp. 54-63, January - March, 2022

3. Midhun Mohan, Druswin CA, Aswin KP, Constanine Emmanuel, Optimization of Sand Control in Oil and Gas Industry, Journal of Emerging Technologies and Innovative Research Volume 9, Issue 4, 2022

4. Robabeh Asadpour, Mahmood Bataee, Zakaria Hamdi, A Short Review of Sand Production Control, Journal of Review in Science and Engineering 2021

5. Seyed Mostafa Seyed Atashi, Kamran Goshtasbi and Rouhollah Basirat, Fluid Properties Effects on Sand Production using Discrete Element Method, Journal of Chemical and Petroleum Engineering, 52 (2), December 2018 / 169-179

6. Samir A., Kassab M., Hamed A., Gravel Packing Sand Control Technique, Case Study, Belayim Field, Gulf of Suez, Egypt, Journal of Petroleum and Mining Engineering 2021

7. Tahseen Khudair, Dr. Jalal A. Al-Sudani, Geomechanical Study to Predict the Onset of sand production formation, Journal of Engineering, Number 2, Volume 28, February 2022

8. В.П. Малюков, Ю.И. Старовойтова, Совершенствование технологий ограничения выноса частиц породы при разработке месторождений углеводородов, Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал), 2018

9. Долгов С.В., Исследование процессов разрушения слабоконсолидированного пласта и разработка технологии предотвращения пескопроявления, журнал «Территория науки», 2018

10. Танин Иван Юревич, Сравнение эффективных способов борьбы с пескопроявлением на скважинах, Научно-образовательный журнал для студентов и преподавателей «StudNet» №5/2020

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОЧИСТКИ ЗАБОЯ ПОСЛЕ ГРП НА УРЕНГОЙСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Гараев Чингиз Мехман оглы

E-mail: chingiz.qarayev@gmail.com

Реферат. Наиболее распространенными причинами простоя месторождений на завершающей стадии является истощение пластов и снижением пластового давления. На Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении причинами простоя являются: низкий приток; техническое состояние; водоприток после бурения; приток воды после эксплуатации; скважины в заканчивании после ГРП. После ГРП остается одна из основных проблем – очистка забоя от проппантной пробки. Согласно проектам Уренгойского НГКМ ГРП производится с продувкой проппанта в скважину.

Ключевые слова: пропант, призабойная зона, перфорация

На сегодняшний день действующий фонд скважин Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения состоит из 174 скважин, из которых 135 скважин находятся в эксплуатации, а 39 – в бездействии. Наиболее распространенными причинами простоя являются:

-низкий приток; техническое состояние; приток воды после бурения; приток воды после эксплуатации; скважины в заканчивании после ГРП.

ГРП проводится на газовых, газоконденсатных и нефтяных скважинах Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. После ГРП одна из основных проблем – очистка забоя от проппантной пробки.

Согласно проектам Уренгойского НГКМ ГРП производится с продувкой проппанта в скважину, то есть пропант оставляют в интервалах перфорации и над ней.

Выбор технологии очистки призабойной зоны от проппанта и ее качество значительно повышают эффект от ГРП. Протivotок проппанта оказывает негативное влияние на скважины, оборудованные электропогружными насосами. Это вызвало необходимость очистки забоя от проппантной пробки в интервалах перфорации после ГРП для безотказной работы внутрискважинного оборудования.

В период с 2010 по 2011 год Уренгойское СБУ выполнило работы по очистке забоя после ГРП на 22 скважинах. Очистку забоя скважины проводили одним из четырех способов: разбуриванием проппантной пробки с компоновкой бурильной мельницы (1 скважина); промывка проппантной пробки циркуляцией жидкости

глушения (1 скважина); очистка забоя гидростатическими желонками (6 скважин); очистка призабойной зоны ГНКТ различной производительности (14 скважин).

Первые два метода ранее были применимы при достаточном горном давлении на Уренгойском месторождении.

В случае аварийного поглощения жидкости глушения (в качестве которой используется нефть) при продолжающемся снижении горного давления была поставлена задача очистки забоя методами, исключающими закупоривание образовавшейся трещины.

В соответствии с этими требованиями нашли широкое применение два последних метода очистки пробки – гидростатическими желонками и гибкими трубами. Схема стандартной сборки желонки показана на рис.1.

Принцип работы этой сборки следующий. Монтаж и спуск агрегата производится на НКТ согласно технологической схеме. Пальцы желонки вырезаются при выгрузке инструмента на забой (усилие нагрузки 2,5-4 тонны). Поршень желонки опускается и открывает вентиляционные отверстия. Это действие характеризуется опусканием инструмента и увеличением веса. Жидкость с механическими примесями, песком, шламом, пропантом и т.п. поднимается через хвостовик и обратный клапан в сосуд. По мере подъема обратные клапаны перекрываются, задерживая примеси в сосуде. Добавление длины НКТ производится до тех пор, пока не будет исчерпан ресурс вакуума или не будет достигнут необходимый уровень забоя. Постоянная подпитка жидкостью глушения должна производиться в затрубном пространстве в процессе эксплуатации, чтобы не допустить снижения уровня жидкости ниже гидростатического уровня и сохранить максимальную эффективность гидростатических желонки. Как правило, на заключительном этапе ГРП происходит уплотнение пробки пропанта и создание скин-тала высокой плотности. Кроме того, исполнитель ГРП использует резиновый пропант при избыточной промывке пропантной композиции последнего значения в случае более качественной фиксации трещины и предотвращения ее разрушения. Таким образом, нахождение пропантной пробки в компактном состоянии с резиновым материалом в составе одновременно создает значительные трудности для ее разрушения и транспортировки на поверхность. Основными недостатками очистки

забоя гидрожелонкой являются: многократные обходы желонки для полного извлечения пропанта из скважины и высокая аварийность операций (на 4 скважинах были заморозки агрегатов гидрожелонки). Основной причиной повторных спускоподъемных операций является преждевременное исследование производительности вакуумного насоса при утечке жидкости глушения из межтрубного пространства в пласт при вскрытии высоких интервалов перфорации. Все имеющиеся узлы гидростатической желонки должны быть разгружены на забое для установки рабочих органов, что увеличивает вероятность примерзания узлов и, как следствие, может привести к развитию поломки (примерзанию нижней части узла), увеличению продолжительности ремонта скважины, и дополнительные расходы.

Анализ аварий по очистке забоя гидростатической желонкой показал, что основной причиной замерзания является выгрузка хвостовика на забой для вырезания штифтов и срабатывания гидрожелонки. В случае неоднородного состояния пропантная пробка проваливается и вмержает при сливе хвостовика из скважины.

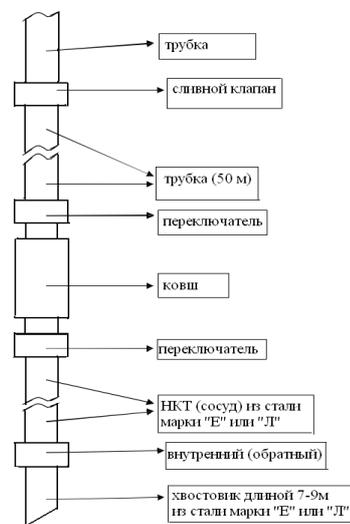


Рис. 1. Схема штатного комплекта насосно-компрессорных труб желонки для очистки забоя.

Для учета этого факта было предложено снабдить нижнюю часть гидрожелонки специальным конусом с волнообразной торцевой поверхностью или полостями на боковой грани.

Учитывая, предыдущий опыт работы с гидрожелонкой и повышая эффективность, функциональность и надежность желонки при очистке забоя,

инженерами были разработаны новые модификации агрегатов с включением различных рабочих элементов собственной разработки. Но основной задачей была разработка идеальных компоновок без разгрузки скважины.

Для решения этой задачи инженеры Дирекции разработали агрегат для очистки забоя с таким же способом создания депрессии, но исключая разгрузку на забой для установки рабочих органов гидрокотла. Схема нового разработанного узла показана на рис.2.

Принцип действия данной сборки заключается в использовании специального переключателя с предварительно установленной в нем мембраной из хрупкого материала, которая разрушается при контакте с предметом, выбрасываемым из устья, и открывает сообщение между затрубным и насосно-компрессорным пространствами.

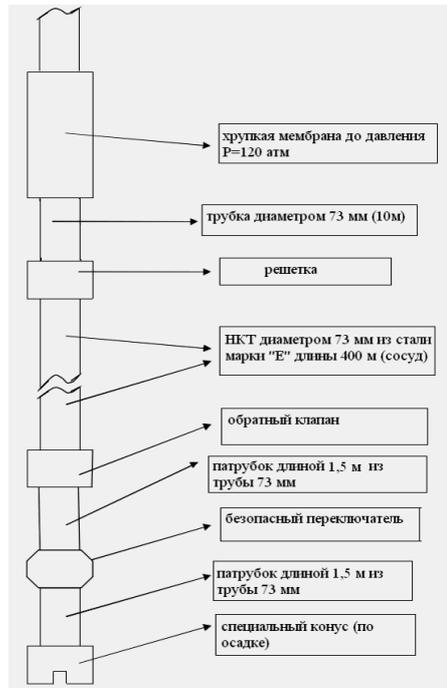


Рис.2. Схема сборки с мембранным блоком на НКТ 73 мм для очистки забоя

Таким образом, отпадает необходимость в разгрузке колонны насосно-компрессорных труб, необходимой для приведения в действие желонки стандартной конструкции.

Для повышения качества ремонтных работ введен новый предохранительный выключатель, позволяющий ликвидировать примерзание забоя КНБК за один

спуск. Применение данного переключателя позволит снизить затраты на ликвидацию за счет уменьшения оборотных партий промышленного инструмента.

Сборка с мембранным блоком прошла, успешные испытания на Уренгойском месторождении и позволила очистить забой от пропанта и привести его в исходное состояние.

Также планируется внедрить в одну из скважин более совершенную компоновку, которая будет включать оправку с запорным клапаном (для исключения перелива). Такое решение было вызвано тем, что узел мембранного блока не мог иметь сливных клапанов. Принцип работы тот же, но если в драгоценном узле (без оправки) должно быть протягивание узла до рифленной доски на НКТ диаметром 73 мм с последующим отсоединением металлического стержня, то в новой конструкции должно быть протягивание узла на НКТ с диаметром 73 мм до уровня жидкости (рис.3).

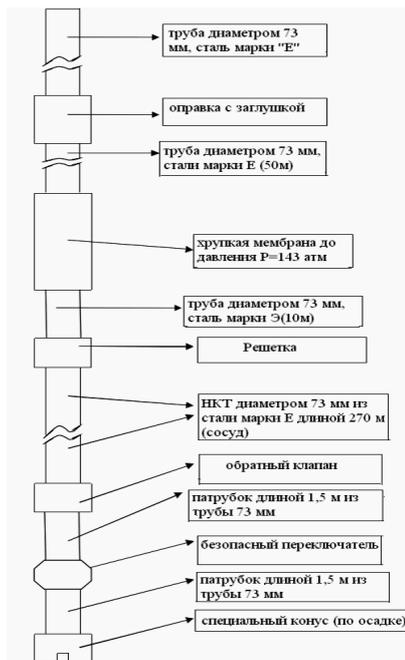


Рис. 3. Схема сборки с мембранным блоком на НКТ 73 мм для очистки забоя (включая оправку с заглушкой).

В дальнейшем должны быть операции по извлечению глухой пробки из оправки канатным способом (для исключения «водопрopusкной трубы»).

БИБЛИОГРАФИЯ

1. Питер Л. Перес, А. Кейт Гернон, Келли Чичак, Джон Макдермотт, Жаклин де Пауло, Вэньцин Пэн, Сяоан Се, «Уменьшение отложения парафинов из сырой

нефти: взаимосвязь между физико-химическими свойствами сырой нефти и эффективностью парафина». Ингибиторы», Конференция по морским технологиям, 2–5 мая 2016 г., OTC-27255-MS

2. Сяохун Чжан, Антонио Кеймада, Ричард Щепански, Тони Мурвуд, «Моделирование эффекта сдвига течения жидкости и старения парафина на отложение парафина в трубопроводах», Азиатская конференция по морским технологиям, 25–28 марта 2014 г., OTC-24797-MS

3. Рохит Шарма, Хари Вутхалуру, Викас Махто, «Прогнозирование отложения парафинов и гелеобразования парафинистых нефтей в подводных трубопроводах с помощью моделирования и численного моделирования», Азиатско-Тихоокеанская нефтегазовая конференция и выставка SPE, 17–19 ноября 2020 г., SPE-202368-RU

4. Цзунмин Сю, Пьер-Эммануэль Дюфилс, Цзя Чжоу, Арно Кадикс, Кеван Хатчман, Томас Декостер, Патрик Ферлин, «Амфифильный парафиновый ингибитор для решения проблем парафиновых отложений в сырой нефти», Международная конференция SPE по нефтепромысловому химии, 8–9 апреля, 2019 г., SPE-193593-MS

5. Теварубан Рагунатан, Хазлина Хусин, Колин Д. Вуд, «Ингибирование отложения парафина с помощью добавок пальмового масла», Азиатская конференция по морским технологиям, 2 ноября – 19 августа 2020 г., OTC-30079-MS

MAGİSTRAL NEFT KƏMƏRLƏRİNİN TƏHLÜKƏSİZLİYİNİN TƏMİN EDİLMƏSİ

N.R.Sadıxzadə
E-mail: nahidsadikh@gmail.com

Xülasə: Tədqiqatlar əsasında magistral neft kəmərləri obyektlərinin layihələndirilməsi və istismarı mərhələlərində texniki və texnoloji həllərin təkmilləşdirilməsi əsasında magistral boru kəmərlərinin etibarlılığı və təhlükəsizliyinin təmin edilməsi müəyyən olunmuşdur.