

УДК 622.276

<https://doi.org/10.33619/2414-2948/97/33>

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ МАРКИРОВАННОГО ПРОПАНТА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП НА ОБЪЕКТЕ ЮВ₁

©**Нанишвили О. А.**, SPIN-код: 8482-1528, Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия, olgayugu@yandex.ru

©**Струков Е. В.**, Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия, 20strukov03@mail.ru

©**Невольских Е. Н.**, Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия, efimnevolskih6@gmail.com

ANALYSIS OF THE APPLICATION OF MARKED PROPPANT WHEN CARRYING OUT MULTISTAGE FRACTURING OF THE OBJECT YUV₁

©**Nanishvili O.**, SPIN-code: 8482-1528, Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russia, olgayugu@yandex.ru

©**Strukov E.**, Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russia, 20strukov03@mail.ru

©**Nevolskikh E.**, Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russia, efimnevolskih6@gmail.com

Аннотация. В статье проведен анализ результатов применения технологии мониторинга притока в горизонтальных добывающих скважинах «GeoSplit», суть которой заключается в применении квантовых маркеров-репортеров, являющихся источниками точной информации о притоке воды и нефти. Одним из способов размещения маркеров в скважине является смешивание их с пропантной основой при проведении многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП). Данная технология позволяет получать информацию о притоке по каждому интервалу МГРП в течение длительного промежутка времени.

Abstract. The article analyzes the results of using the inflow monitoring technology in GeoSplit horizontal production wells, the essence of which is the use of quantum marker-reporters, which are sources of accurate information about the inflow of water and oil. One of the ways to place markers in a well is to mix them with a proppant base during multi-stage hydraulic fracturing. This technology makes it possible to obtain information about the inflow for each multi-stage hydraulic fracturing interval over a long period of time.

Ключевые слова: многостадийный гидравлический разрыв пласта, мониторинг, маркер-репортер, индикатор притока.

Keywords: multi-stage hydraulic fracturing, monitoring, marker-reporter, inflow indicator.

Многостадийный гидравлический разрыв пласта является одним из самых распространенных методов увеличения нефтеотдачи, применяющихся в современной нефтегазовой отрасли. Одним из недостатков данного метода является невозможность определения результатов разрыва определенного интервала без проведения дополнительных исследований. На данный момент, для определения данных результатов принято проводить промыслово-геофизические исследования (ПГИ), однако, в таком случае необходимо

останавливать работу скважины, а результаты, полученные данным методом, позволяют оценить данные только в том интервале времени, на котором исследовательское оборудование находилось в стволе скважины. При этом, проведение каротажной операции в горизонтальной скважине является дорогостоящим процессом, требующим использование гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) или тракторов. Существует альтернативное решение — применение маркированного пропанта, основанного на технологии маркер-репортеров, которые закачиваются в скважину при проведении МГРП. Для каждого исследуемого интервала МГРП используется своя уникальная сигнатура, позволяющая получить точную информацию о притоке по каждой отдельно взятой стадии [1, 2].

Преимущества технологии [3]: низкая стоимость по сравнению с традиционными пги, при проведении которых используются гнкты или тракторы; более высокая оперативность исследований по сравнению с традиционными методами ГИС; отсутствие рисков при проведении внутрискважинных работ (таких как прихват оборудования); не требуется изменения в компоновке мгрп или обсадной колонне. Данная технология базируется на следующих компонентах [4]:

Квантовые точки — это полупроводниковые нанокристаллы, размер которых составляет от 2 до 10 нм. Данные кристаллы образуются в результате высокотемпературного коллоидного синтеза. Коллоидные квантовые точки представляют собой класс люминофоров с уникальными свойствами флуоресценции за счет квантово-размерного эффекта. Маркер-репортеры представляют из себя носители информации в виде полимерных монодисперсных сферических частиц, содержащих в своем составе определенные заданные комбинации квантовых точек. Применение маркеров репортеров позволяет получать точную информацию о притоке по каждому интервалу даже спустя время после проведения МГРП. Пробы пластового флюида, отобранные со скважины, анализируются в лаборатории методом проточной цитометрии. Итоговая информация позволяет скорректировать дизайн ГРП для более эффективного воздействия на пласт в будущем.

Применении технологии «GeoSplit» на объекте ЮВ₁

Продуктивный пласт ЮВ₁ обладает относительно низкими фильтрационно-емкостными характеристиками, для эффективной добычи флюида из которого необходимо применение методов интенсификации нефтеотдачи, к которым относится МГРП.

По состоянию на 1 января 2021 года на объекте ЮВ₁ выполнено 723 операции ГРП, в том числе 653 операции ГРП на добывающем фонде скважины и 70 операций на нагнетательном. После ГРП скважины были выведены в эксплуатацию. Степень охвата фонда скважин методом ГРП составляет 91%. Проведение ГРП на добывающих скважинах объекта ЮВ₁ увеличил добычу нефти на 9,9297 млн. т, при этом прирост в пересчете на одну скважинно-операцию составил 15,6 тыс. т. Начальный и среднегодовой прирост добычи нефти после ГРП составили 13,9 т/сут и 15,5 т/сут соответственно.

Технология «GeoSplit» применялась на 3-х горизонтальных скважинах (№1000Г, 1001Г и 1002Г) при проведении МГРП. На скважине №1000Г был проведен ГРП 14.09.2019 г., ввод в эксплуатацию выполнен 21.09.2019 г. В ходе 4-стадийного процесса ГРП в пласт было закачено по 30 тонн пропанта, из них в каждую стадию закачено по 15 тонн пропанта марки «GeoSplit» с максимальной концентрацией 900 кг/м³ и расходом жидкости разрыва 3,5 м³/мин. Наибольшие значения притока жидкости из пласта получены на 4 ступени. Накопленный дебит на данной ступени составляет 30,3 % (Рисунок 1).

На скважине № 1001Г ГРП выполнен 28-29.04.20120 г., запуск в работу произведен

21.05.2020 г. В ходе 5-стадийного процесса ГРП было закачено по 31 т пропанта, из них в каждую стадию закачено по 15 т марки «GeoSplit» с максимальной концентрацией 900 кг/м³ и расходом жидкости разрыва 3,5 м³/мин. Наибольший приток был получен на 4 ступени. Накопленный дебит данной ступени составляет 24,3% (Рисунок 2).

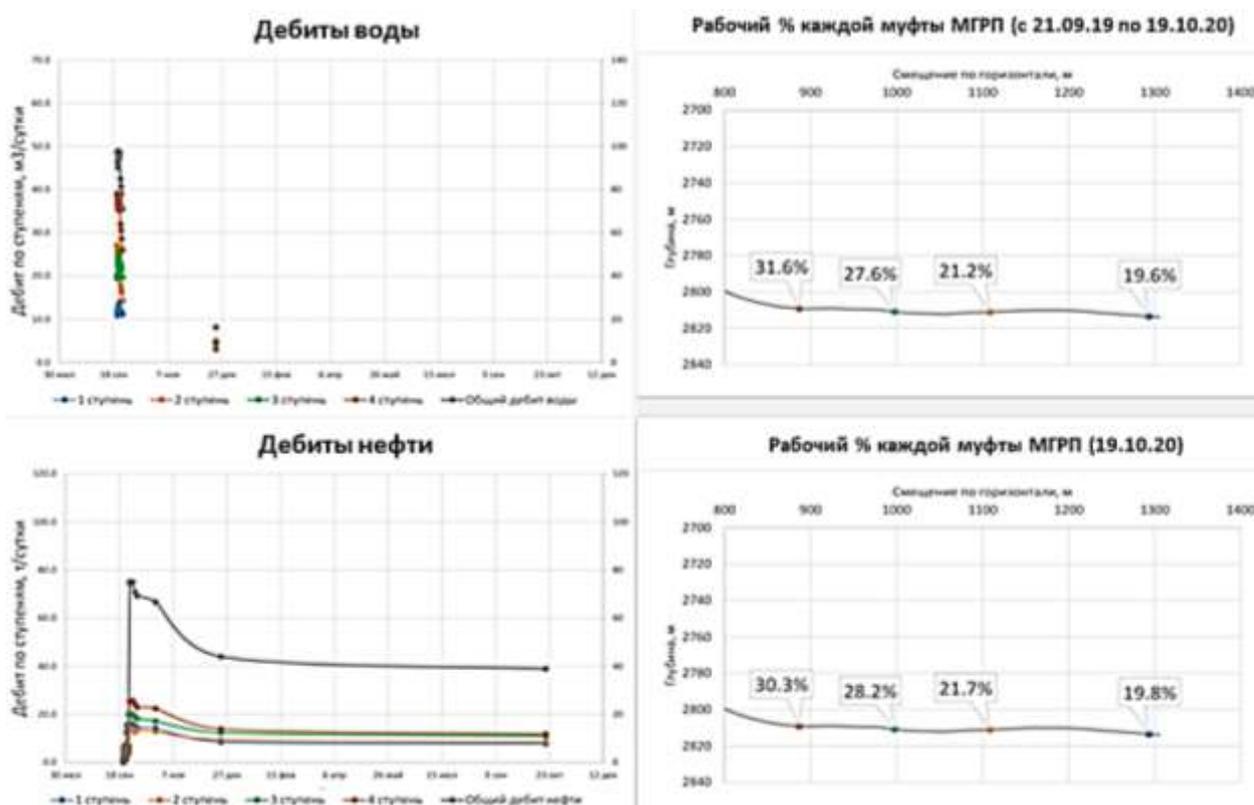


Рисунок 1. Дебиты нефти и распределение притока по ступеням скважины № 1000Г

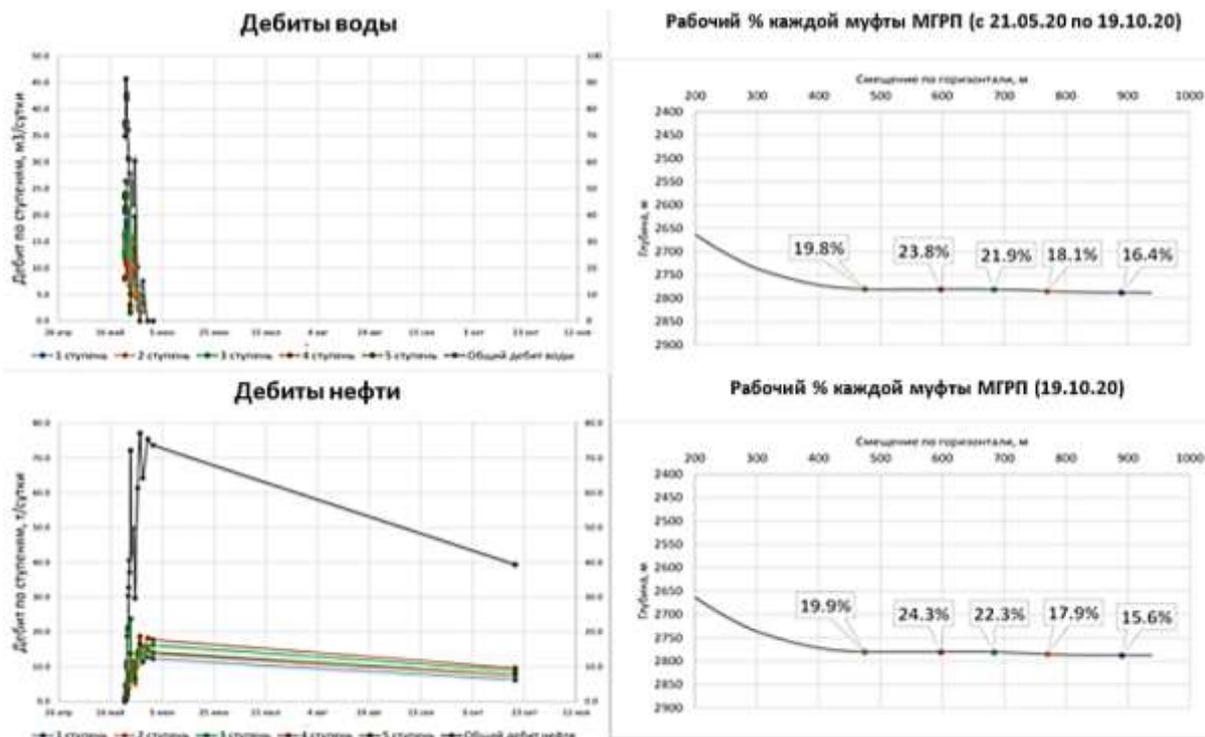


Рисунок 2. Дебиты нефти и распределение притока по ступеням скважины № 1001Г

На скважине № 1002Г ГРП выполнен 24-26.07.2020 г., запуск в работу произведен 19.08.2020 г. В процессе проведения 8-ти стадийного ГРП в пласт закачано по 30 т пропанта, из них по 15 т марки «GeoSplit» в каждой стадии, при максимальной концентрации — 800 кг/м³ и расходе жидкости разрыва — 3,5 м³/мин. Наибольшие притоки нефти на протяжении всего периода измерений получен на 8 ступени (14,9% от общего) (Рисунок 3).

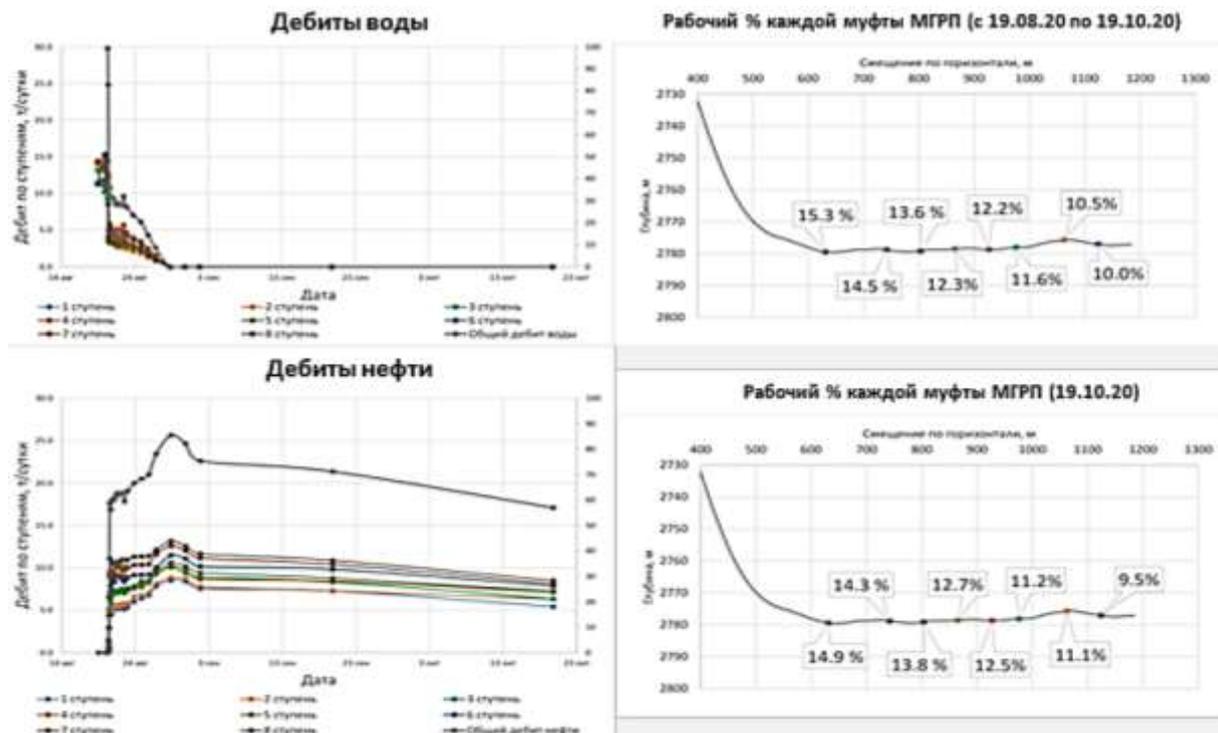


Рисунок 3. Дебиты нефти по ступеням, распределение притока по ступеням скважины № 1002Г

При проведении ГРП каждая трещина была заполнена пропантом с разрушаемым полимерным покрытием, в котором содержался один из 8 различных трассеров, выполненных по технологии с применением квантовых точек. Во время процесса ГРП на скважине № 1002Г были проведены комплексные работы по микросейсмическому мониторингу. За период наблюдений с 23.07.2020 г. по 27.07.2020 г. осуществлена регистрация микросейсмической эмиссии при производстве МГРП на восьми интервалах.

Микросейсмический мониторинг многостадийного гидроразрыва пласта на месторождении осуществляется посредством регистрации микросейсмической эмиссии, возникающей в результате образование трещин при проведении операций ГРП, на дневной поверхности с помощью малопертурной антенны, расположенной в эпицентральной зоне источников эмиссии, и специализированной обработки данных с помощью кластерных вычислений [5].

Решаемые задачи при микросейсмическом мониторинге МГРП: определение длины и азимута зоны трещиноватости; определения параметров микросейсмических событий и процесса закачки жидкости в трещинах; возможность визуализации области микросейсмической активности; построение карт плотности энергии; анализ стадий МГРП на основе подсчета энергетических параметров. Рисунки 4 и 5 дают представление о линейных размерах области микросейсмической активности. Цвет представляет совокупную плотность энергии микросейсмических событий.

На карты нанесена траектория ствола скважины №1002Г, соответствующие порты выделены цветом. Линейные размеры области микросейсмической активности по глубине составляют порядка 20 м.

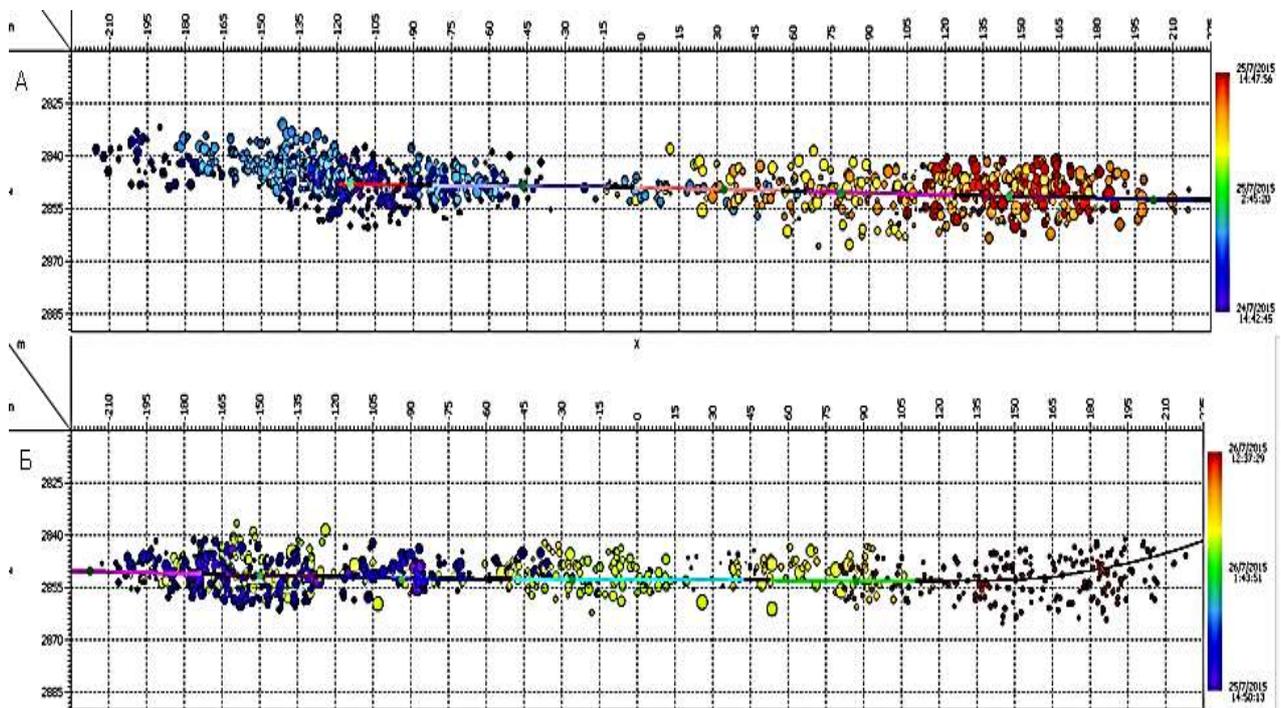


Рисунок 4. Карта распределения источников микросейсмической эмиссии в процессе образования трещины разрыва при проведении МГРП в скважине № 1002Г в проекции на вертикальную плоскость (А: порты 1-4, Б порты 5-8)

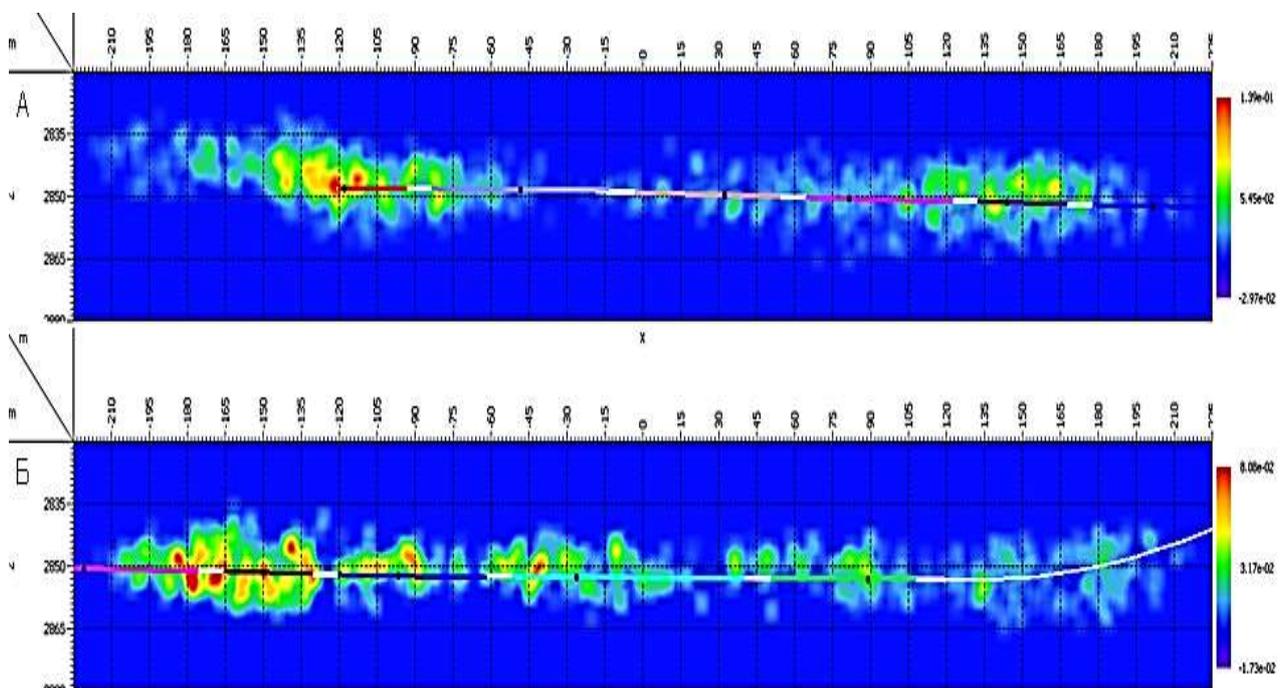


Рисунок 5. Карта плотности энергии источников микросейсмической эмиссии в процессе образования трещины разрыва при проведении МГРП скважины № 1002Г в проекции на вертикальную плоскость (А: порты 1-4, Б порты 5-8)

По всем образцам отобранных проб был проведен комплекс исследований по выделению квантовых трассеров отдельно из каждой фазы, исследованию методами проточной цитометрии и с обработкой затем результатов и генерацией отчета в программном комплексе “GeoSplit”.

Подводя итог, можно сказать, что применение технологии “GeoSplit”, посредством закачивания вместе с пропантной смесью маркеров-репортеров, основанных на использовании квантовых точек, позволяет получать данные о притоке по каждой ступени после проведения МГРП в течении порядка 5 лет, без необходимости использования промыслово-геофизических исследований, тем самым отпадает необходимость в остановке скважины для проведения исследований и уменьшается время получения результатов.

Использование данной технологии позволяет получать актуальные данные и выполнять мониторинг ГРП, что в свою очередь дает возможность внести корректировки в проведение операций как на данной, так и на соседних скважинах, таким образом, повышается точность и эффективность проведения операций по увеличению нефтеотдачи на данном объекте.

Список литературы:

1. Овчинников К. Н. Задачи разработки месторождений и бурения, решаемые с помощью технологии маркерной диагностики профилей притоков скважин // Нефть. Газ. Новации. 2019. №2. С. 71-77.
2. Дулкарнаев М. Р., Овчинников К. Н., Сапрыкина К. М., Малявко Е. А. Системы маркерной диагностики и мониторинга для эффективного управления разработкой месторождения // Инженерная практика. 2018. №11. С. 40.
3. Савельев К. Ю., Самойлова И. А., Вилков М. Н., Мальшаков Е. Н., Хакимов И. И. Практика применения метода маркерной диагностики на скважинах с многозонным гидравлическим разрывом пласта // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. №8. С. 51-57. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-8\(380\)-51-57](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-8(380)-51-57)
4. Овчинников К. Н., Гурьянов А. В., Бузин П. В. Перспективы применения маркерных методов для исследования профилей притоков горизонтальных скважин // Время колтюбинга. Время ГРП. 2017. №3 (061). С. 34-46.
5. Александров С. И., Мишин В. А., Буров Д. И. Микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта: успехи и проблемы // Технологии добычи и использования углеводородов. 2014. №2. С. 39-43.

References:

1. Ovchinnikov, K. N. (2019). Zadachi razrabotki mestorozhdenij i burenija, reshaemye s pomoshh'ju tehnologii markernoj diagnostiki profilej pritokov skvazhin. *Neft'. Gaz. Novacii*, (2), 71-77. (in Russian).
2. Dulkarnaev, M. R., Ovchinnikov, K. N., Saprykina, K. M., & Maljavko, E. A. (2018). Sistemy markernoj diagnostiki i monitoringa dlja jeffektivnogo upravlenija razrabotkoj mestorozhdenija. *Inzhenernaja praktika*, (11), 40. (in Russian).
3. Savel'ev, K. Ju., Samojlova, I. A., Vilkov, M. N., Mal'shakov, E. N., & Hakimov, I. I. (2023). Praktika primenenija metoda markernoj diagnostiki na skvazhinah s mnogozonnym gidravlicheskim razryvom plasta. *Geologija, geofizika i razrabotka nefijanyh i gazovyh mestorozhdenij*, (8), 51-57. (in Russian). [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-8\(380\)-51-57](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-8(380)-51-57)

4. Ovchinnikov, K. N., Gur'janov, A. V., & Buzin, P. V. (2017). Perspektivy primeneniya markernyh metodov dlja issledovaniya profilej pritokov gorizontal'nyh skvazhin. *Vremja koltjubinga. Vremja GRP*, (3(061)), 34-46. (in Russian).

5. Aleksandrov, S. I., Mishin, V. A., & Burov, D. I. (2014). Mikrosejsmicheskiy monitoring gidrorazryva plasta: uspehi i problemy. *Tehnologii dobychi i ispol'zovaniya uglevodorodov*, (2), 39-43. (in Russian).

*Работа поступила
в редакцию 30.10.2023 г.*

*Принята к публикации
11.11.2023 г.*

Ссылка для цитирования:

Нанишвили О. А., Струков Е. В., Невольских Е. Н. Анализ применения маркированного пропанта при проведении многостадийного ГРП на объекте ЮВ₁ // Бюллетень науки и практики. 2023. Т. 9. №12. С. 251-257. <https://doi.org/10.33619/2414-2948/97/33>

Cite as (APA):

Nanishvili, O., Strukov, E., & Nevolskikh, E. (2023). Analysis of the Application of Marked Proppant When Carrying Out Multistage Fracturing of the Object YUV₁. *Bulletin of Science and Practice*, 9(12), 251-257. (in Russian). <https://doi.org/10.33619/2414-2948/97/33>