

УДК 662.276.6

АПРОБАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ PLUTON В УСЛОВИЯХ I–III ПАЧЕК ПЕТРИКОВСКИХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СКВАЖИНЫ 466G РЕЧИЦКОЙ

О. Л. ВОЙТЕХИН¹, О. В. ЛЫМАРЬ¹, Ю. В. МЕЛЬНИКОВ¹,
А. Б. НЕВЗОРОВА²

¹*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

²*Учреждение образования «Гомельский государственный
технический университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь*

Аннотация. В настоящее время в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» производятся масштабные работы по разработке, оптимизации и внедрению передовых технологических решений, направленных на эффективное освоение трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ), приуроченных к нетрадиционным коллекторам I–III пачек петриковско-елецких отложений. Доминирующим методом освоения подобных формаций как в Республике Беларусь, так и во всём мире является технология многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП), реализуемая по схеме Plug&Perf (PP). При этом в Республике Беларусь при выполнении PP МГРП одновременно обрабатывается от одного до шести интервалов перфорации (кластеров). Для повышения информативности процесса проведения работ по стимулированию ТРИЗ специалистами БелНИПИнефть разработана технология лоцирования мест инициации трещин гидроразрыва на основе спектрального анализа высокочастотных осцилляций устьевого давления и математической модели скорости волны давления в жидкости разрыва.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, трудноизвлекаемые запасы, повышение нефтеотдачи, гидравлический разрыв пласта, осцилляции давления, спектральный анализ, математическая модель.

Для цитирования. Апробация технологии PLUTON в условиях I–III пачек петриковских продуктивных отложений скважины 466g Речицкой / О. Л. Войтехин [и др.] // Нефтегазовый инжиниринг. – 2024. – № 1 (1). – С. 8–16.

TESTING OF PLUTON TECHNOLOGY IN CONDITIONS OF I–III PACKS OF PETRIKOV PRODUCTIVE DEPOSITS USING OF THE 466G RECHITSKAYA WELL

O. L. VOITEKHIN¹, O. V. LYMAR¹, Yu. V. MELNIKOV¹, A. B. NEVZOROVA²

¹*The Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil
RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

²*Sukhoi State Technical University of Gomel,
the Republic of Belarus*

Annotation. To date, large-scale work is being carried out in RUE Production Association Belorusneft on the development, optimization and implementation of advanced technological solutions aimed at the effective development of hard-to-recover oil reserves (HRR) confined to unconventional reservoirs of I–III packs of Petrikovsko-Yelets deposits. The dominant method of developing such formations both in the Republic of Belarus and around the world is the technology of multistage hydraulic fracturing (TMHF), implemented according to the Plug&Perf (PP) scheme. At the same time, in the Republic of Belarus, when

performing PP TMHF, from 1 to 6 perforation intervals (clusters) are processed simultaneously. To increase the information content of the HRR stimulation process, BelNIPIneft specialists have developed a technology for locating the initiation sites of hydraulic fracturing cracks based on spectral analysis of high-frequency oscillations of wellhead pressure and a mathematical model of the pressure wave velocity in the rupture fluid.

Keywords: horizontal well, hard-to-recover reserves, enhanced oil recovery, hydraulic fracturing, pressure oscillations, spectral analysis, mathematical model.

For citation. Voitekhin O. L., Lymar O. V., Melnikov Yu. V., Nevzorova A. B. Testing of PLUTON technology in the conditions of I–III packs of Petrikov productive deposits using of the 466g Rechitskaya well. *Oil and gas engineering*, 2024, no. 1 (1), pp. 8–16 (in Russian).

Введение. Как при проведении работ по освоению трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) с использованием технологии кластерного РР многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП), так и при повторной стимуляции скважин, где ранее уже были выполнены работы по кластерному РР МГРП, в условиях множественной перфорации эффективность работ во многом определяется возможностью выявлять доминирующие интервалы поступления жидкости в пласт. На сегодняшний день существует ряд стандартных решений данной задачи, таких как использование маркированных пропантов и жидкостей гидроразрыва, определение профиля притока жидкости геофизическими методами и т. д. [1–3]. Однако все они ресурсоемки и не способны дать результат оперативно, непосредственно при проведении работ по освоению или повторной стимуляции скважин.

Специалистами БелНИПИнефть разработана и внедрена в производство передовая технология PLUTON, позволяющая оценить расстояние по стволу скважины до трещины гидравлического разрыва пласта ГРП и подтвердить изоляцию нижележащих интервалов перфорации при производстве МГРП по технологической схеме Plug&Perf.

Цель работы. Апробация разработанной технологии, верификация применяемых математических моделей и алгоритмов обработки данных.

Материалы и методика проведения исследований. Натурный эксперимент, численное моделирование физических процессов.

Описание технологии PLUTON. Для регистрации событий в скважине при выполнении ГРП применяется высокочастотный мониторинг устьевого давления – High-Frequency Pressure Monitoring (HFPM) [3]. HFPM – это неинтрузивный метод мониторинга основных этапов (ГРП), основанный на анализе устьевого давления в скважине при высоких значениях частоты дискретизации и квантования по уровню. Наиболее актуален данный мониторинг при «слепых» и многостадийных ГРП по технологии Plug&Perf для определения глубины инициации трещин ГРП, а также подтверждения изоляции нижележащих интервалов.

Исследования колебаний устьевого давления при ГРП выполнялись с помощью разработанного программно-аппаратного комплекса, состоящего из устройства сбора первичных данных и программного обеспечения для визуализации, анализа и интерпретации сигнала устьевого давления.

Устройство сбора первичных данных (рис. 1), реализованное на базе модуля АЦП/ЦАП E14-140-M-D-I и промышленного компьютера uBX-250-BW-N3/2G-R21, позволяет измерять устьевое давление с частотой дискретизации до 10 кГц и разрешением 14 бит. Устройство получает электропитание от сети 230 В промышленной частоты 50 Гц или источника напряжения постоянного тока 24 В. Оно оснащено аккумуляторной батареей, обеспечивающей автономный режим работы устройства на время ввода резервного источника питания а также защищающей оборудование от сбоев в работе при провалах напряжения в питающей сети. Сформированный архив результатов измерений может быть считан на внешний USB-накопитель или передан по каналам GSM-связи на верхний уровень для последующего анализа. В ка-

честве первичного преобразователя давления применяется датчик Viatran 511. Для измерения температуры жидкости разрыва (ЖР) был разработан датчик температуры, монтируемый во входном манифольде смесительной установки или «блендера», применяемого в процессе ГРП.



Рис. 1. Устройство сбора первичных данных, установленное на скважине № 466 Речицкого нефтяного месторождения

Fig. 1. Primary data acquisition device installed at well N 466 of the Rechitsky oil field

Определение расстояния до события (входа ЖР в трещину) предполагает нахождение частоты осцилляций устьевого давления после останова насосов ГРП и скорости волны давления в ЖР внутри скважинной колонны труб [3].

Для точного определения периода колебаний применяются методы спектрального анализа высокого разрешения с наложением соответствующих оконных функций [4]. На рис. 2 приведен характерный сигнал устьевого давления и его скалограмма.

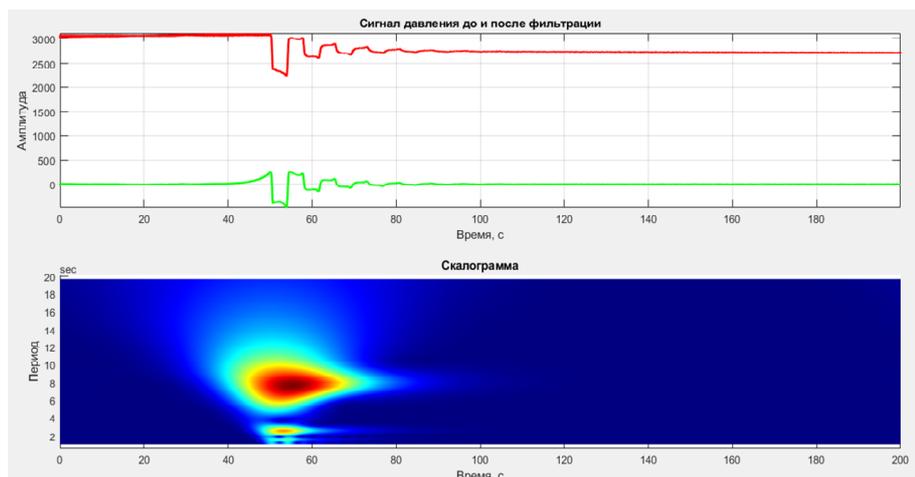


Рис. 2. Сигнал устьевого давления и его скалограмма при основном ГРП 30-й стадии на скважине № 466 Речицкого нефтяного месторождения

Fig. 2. The wellhead pressure signal and its scalogram at the main hydraulic fracturing of the 30th stage at well N 466 of the Rechitsky oil field

Скорость распространения волны давления внутри трубопровода находится по формуле Жуковского [2]:

$$V = \frac{\sqrt{\frac{E_{\text{ж}}}{\rho}}}{\sqrt{1 + \frac{dc}{\delta} \cdot \frac{E_{\text{ж}}}{E_{\text{ст}}}}}, \quad (1)$$

где $E_{\text{ж}}$ – объемный модуль упругости жидкости, Па, $E_{\text{ж}} = 2030$ МПа; ρ – плотность жидкости, кг/м³; d – внутренний диаметр трубопровода, м; δ – толщина стенки трубопровода, м; $E_{\text{ст}}$ – модуль упругости материала трубопровода, Па, $E_{\text{ст}} = 200000$ МПа.

Коэффициент конструкции скважины определяется по формулам:

$$c = \frac{5}{4} - \mu; \quad (2)$$

$$c = 1 - \mu^2; \quad (3)$$

$$c = \frac{E_{\text{ст}} \delta}{Gd + E_{\text{ст}} \delta}, \quad (4)$$

где μ – коэффициент Пуассона; G – модуль сдвига породы, Па.

Формула (2) соответствует цементации верхней части скважины, формула (3) – цементации верхней и нижней части скважины, без цементации середины, а формула (4) – полной цементации скважины.

Отражение волны давления в трубопроводе происходит в местах изменения волнового сопротивления и характеризуется коэффициентом отражения [1]:

$$R = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}, \quad (5)$$

где Z_1 и Z_2 – волновое сопротивление до и после точки отражения волны давления:

$$Z = \frac{wv}{A}, \quad (6)$$

где A – площадь поперечного сечения трубопровода, м².

В соответствии с формулами (1), (5) и (6) отраженные волны давления будут наблюдаться, например, при изменении сечения или материала трубопровода, при наличии участков с флюидом другой плотности, но максимальный коэффициент отражения будет при крайних условиях – при нулевом и бесконечно большом значениях волнового сопротивления, что соответствует выходу трубопровода в резервуар с постоянным давлением и наглухо закрытому концу трубопровода соответственно. Последний случай характеризует классический гидроудар, разновидность которого наблюдается при останове насосов ГРП в виде затухающих осцилляций устьевого давления.

Результаты и их обсуждение. Для проверки достоверности и степени сходимости показаний технологии PLUTON с фактическими данными глубин зон проведения прострелочно-взрывных работ (ПВР) в условиях ТриЗ выполнены опытно-промыс-

ловые работы на скважине № 466g Речицкого нефтяного месторождения. Данный объект пробурен в юго-восточной части межслоевой залежи нефти I–III пачек Речицкого месторождения (рис. 3).

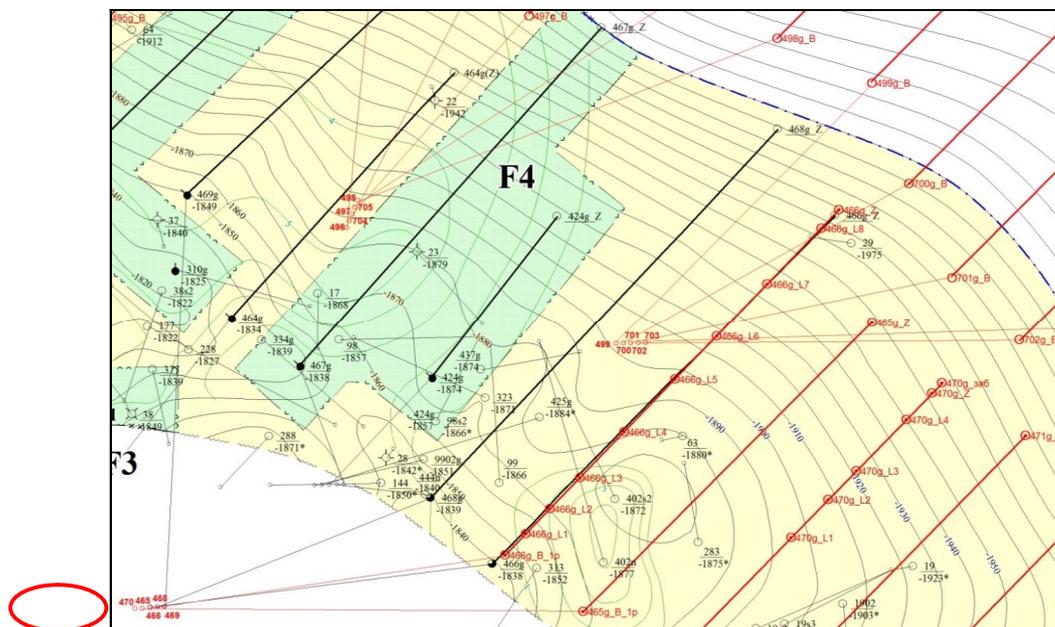


Рис. 3. Структурная карта кровли коллектора I пачки (после бурения скважины 466g)

Fig. 3. Structural map of the roof of the collector I pack (after drilling a well 466g)

Конструкция рассматриваемой скважины представлена равнопроходной эксплуатационной колонной диаметром 140 мм, спущенной до замеренной глубины 4419 м, при этом скважина имеет горизонтальное окончание протяженностью около 1800 м. Согласно интерпретации данных газоизмерительной станции (ГИС), для опытно-промысловых работ с учетом полуколлекторов суммарная эффективная нефтенасыщенная мощность петриковских отложений (I п.) составила 728,1 м по стволу (75,9 м по вертикали), при этом доля коллекторов нетрадиционного типа составила 40,2 %.

Работы по освоению целевого горизонта выполнены по технологии 30-стадийного кластерного РР МГРП. При этом закачки осуществлялись непосредственно по эксплуатационной колонне (ЭК), без спуска лифта насосно-компрессорной трубы (НКТ). Количество одновременно обрабатываемых зон ПВР на всех стадиях было сокращено до двух, а расстояние между зонами ПВР внутри одной стадии в среднем составило 18,2 м и не превышало 26 м, что сделало данный объект оптимальным с точки зрения контроля достоверности данных, получаемых с помощью технологии PLUTON.

С 10 по 25 января 2024 г. работы по освоению выполнены в полном объеме, за исключением стадии № 14, где операция основного ГРП не проводилась в связи с высокими геолого-техническими рисками получения давления «СТОП», выявленными на этапе тестовых закачек. Фактические интервалы установки пакер-пробок, зон проведения ПВР, а также оперативные данные, полученные с помощью технологии PLUTON, приведены на рис. 4.

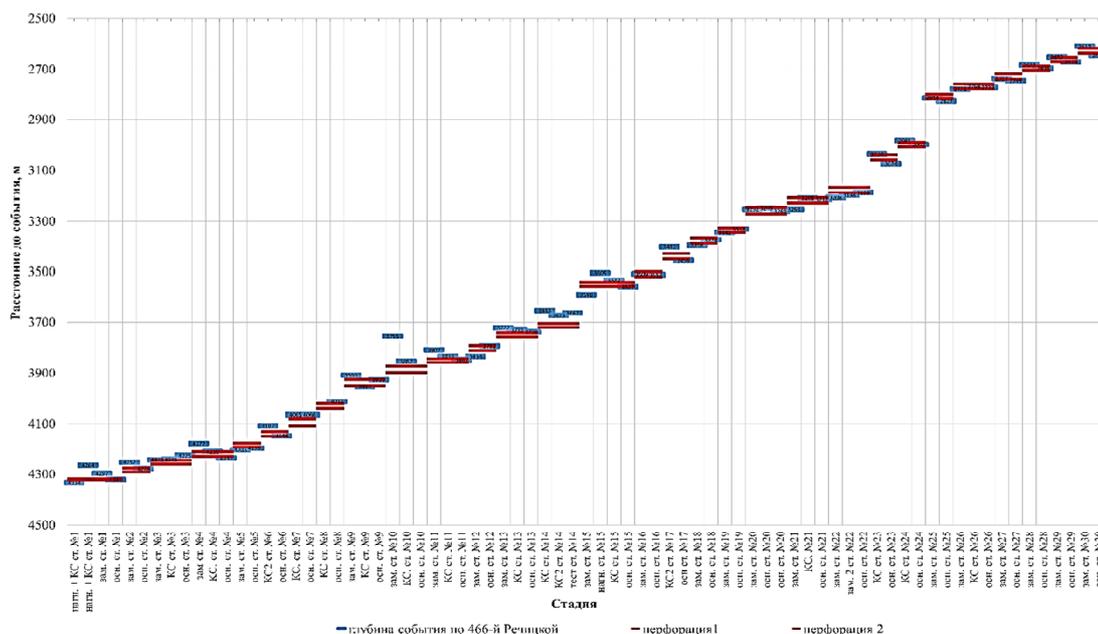


Рис. 4. Результаты исследований зон проведения прострелочно-взрывных работ, полученные с помощью технологии PLUTON по скважине № 466 Речицкого нефтяного месторождения

Fig. 4. The results of studies of the zones of drilling and blasting operations obtained using PLUTON technology for well N 466 of the Rechitsky oil field

Среднее отклонение от ближайшей зоны перфорации (при исключении промахов) составило ± 8 м, средняя расчетная неопределенность – ± 21 м.

Исследования показали, что на результаты определения расстояния до события ключевое влияние оказывает температура ЖР. Ее колебания во время закачки, а также длительные остановки (например, при кислотных обработках) могут привести к значительным отклонениям от реальных расстояний до событий. При длительных остановках на температуру ЖР начинает влиять геотерма скважины. Поэтому одним из условий применения технологии PLUTON является непрерывная закачка ЖР с постоянной температурой в объеме 1,5–2 от внутреннего объема ствола скважины до предполагаемого места события.

В ходе проведения работ на данной скважине пришлось два раза корректировать математическую модель скорости волны давления в ЖР. Первый раз корректировка была выполнена на основном ГРП 12-й стадии, второй раз – на замещении 25-й стадии. В качестве гипотезы выдвинуто предположение, что в процессе выполнения ГРП происходит разрушение связи между эксплуатационной колонной и цементным слоем скважины, из-за чего при гидроударах появляется осевое и радиальное смещение эксплуатационной колонны. Как следует из формул (2)–(4), при отсутствии цементации скважины скорость волны давления в ЖР снижается, что и наблюдалось на скважине № 466 Речицкого нефтяного месторождения по мере выполнения ГРП. Данный процесс носит скачкообразный характер и не может быть объяснен изменением физических свойств скважины по мере приближения к устью. Кроме этого, вероятно, что именно возникающие гидроудары, а не перфорационные выстрелы, являются основными факторами разрушения связи с цементным слоем.

Необходимо отметить, что выдвинутое предположение о негативном влиянии гидроударов, возникающих при остановке закачки на целостность заколонной цементной крепи в случае рассматриваемой скважины, хорошо коррелируется с факти-

ческими данными выполненными операциями гидроразрыва: при проведении работ по МГРП на данном объекте повсеместно наблюдалась проблема избыточных динамических потерь давления на трение при транспортировке ЖР в пласт через зону ПВР. При этом в подавляющем большинстве выявленных случаев избыточные трения эффективно устранялись путем прокачки через зоны ПВР 15%-го раствора соляной кислоты в объеме 5–8 м³. Литологический состав коллекторов в зоне воздействия (терригенный тип коллектора со следовым количеством карбонатной составляющей, практически невосприимчивый к воздействию HCl), а также выраженный положительный эффект, наблюдаемый при доведении кислотного состава до перфорационных отверстий, указывают на то, что основным фактором, затрудняющим поступление жидкости в пласт, является инициация трещины гидроразрыва в стороне от зоны ПВР за счет негерметичности цементного камня и наличия заколонной циркуляции (ЗКЦ). При этом в ходе травления цементной крепи в интервале ЗКЦ создавался канал с геометрическими характеристиками, достаточными для транспортировки смеси с плановыми концентрациями расклинивающих агентов в пласт.

Оперативно определить изменение свойств скважины удалось с помощью численного моделирования изменений скорости волны давления в разработанном программном обеспечении. Сам факт таких изменений подтверждает необходимость критического анализа полученных результатов и оценки влияния на них различных факторов [5].

Помимо непосредственно определения интервалов поступления жидкости разрыва в пласт, применение технологии PLUTON позволяет эффективно контролировать герметичность установленных пакер-пробок (ПП). При этом достоверность полученных результатов была неоднократно подтверждена экспериментально в ходе выполнения работ по освоению рассматриваемой скважины.

Так, при замыве шара-отсекателя для герметизации ПП 15-й стадии работ, согласно показаниям устьевого манометра, отсутствовали признаки посадки шара-отсекателя в седло ПП. Было выдвинуто предположение о негерметичности отсекающего оборудования. При этом, по данным PLUTON, закачка производилась в целевой интервал перфорации. Это свидетельствовало в пользу герметичности ПП 15-й стадии, что и было в дальнейшем подтверждено при нагнетательном тесте, кислотной обработке и основном ГРП.

При производстве работ 22-й стадии, согласно PLUTON, получены данные о поступлении жидкости разрыва преимущественно в предыдущие, ранее обработанные зоны ПВР, которые на момент производства 22-й стадии работ, были отсечены ПП. Для подтверждения выявленной негерметичности выполнен повторный замыв на геофизическом кабеле дублирующей ПП. Принимая во внимание тот факт, что транспортировка оборудования на геофизическом кабеле по горизонтальному участку ЭК осуществляется за счет замыва потоком жидкости, а также учитывая свободное прохождение дублирующей пакер-пробки нижних перфорационных отверстий целевого интервала, можно сделать вывод о том, что ранее установленная пакер-пробка действительно оказалась негерметичной. Таким образом, благодаря технологии PLUTON была предотвращена повторная стимуляция зоны проведения МГРП стадии № 21, что особенно критично в условиях близкого расположения подстилающих водоносных горизонтов, накладывающих ограничение на высоту создаваемых трещин гидроразрыва, а следовательно, и максимальный допустимый разовый объем закачиваемой жидкости в пласт.

Также при производстве 30-й стадии работ по косвенным признакам (давление остановки закачки сходно с таковым на стадии № 29, при прокачке полного объема замещения отсутствовали признаки посадки шара-отсекателя) сделано предположение о негерметичности установленной ПП, при этом, согласно данным PLUTON, за-

качиваемая жидкость поступала в целевую зону ПВР. Повторный спуск дублирующей ПП подтвердил данные PLUTON – при замыве оборудования до верхних перфорационных отверстий целевой зоны ПВР происходила его остановка, неоднократные попытки прохождения ВДП результатов не дали, что свидетельствует в пользу герметичности ранее установленного оборудования. Таким образом, при наработке положительных статистических данных, в случае возникновения аналогичных спорных ситуаций в будущем возможен отказ от дополнительных мероприятий по спуску дублирующих пробок, что позволит сократить продолжительность и стоимость мероприятий по освоению отечественных ТриЗ.

Заключение. Технология PLUTON показала высокую эффективность в условиях ТриЗ, приуроченных к нетрадиционным коллекторам I–III пачек петриковско-елецких горизонтов Речицкого нефтяного месторождения. При этом, помимо успешного решения прямой задачи, – определения глубин поступления закачиваемой жидкости в пласт, использование технологии PLUTON на рассматриваемом объекте фактически позволило повысить успешность работ (получены данные об успешной изоляции нижележащих интервалов перфорации на стадиях № 15, 30, а также негерметичности ПП стадии № 22, что было подтверждено дополнительным спуском ПП на геофизическом кабеле), так как были предотвращены повторные спуск перфорационной системы и стимуляция ранее обработанной зоны, что особенно важно в условиях близкого расположения подстилающих водонасыщенных горизонтов.

Кроме того, благодаря технологии PLUTON косвенно подтверждено предположение о наличии ЗКЦ, объясняющее наличие дополнительных трений в зонах ПВР, повсеместно наблюдаемых в ходе выполнения работ по освоению скважины 466g.

В целом исследования на скважине № 466 Речицкого нефтяного месторождения подтвердили эффективность технологии PLUTON и адекватность применяемых математических моделей в случае скважин с эксплуатационной колонной диаметром 140 мм в условиях нетрадиционных ультранизкопроницаемых коллекторов Речицкого нефтяного месторождения.

Литература

1. Яхин, А. Р. Исследование горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта при помощи химических индикаторов притока / А. Р. Яхин, Э. Р. Газизова, А. М. Хазиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2022. – № 1. – С. 22–37.
2. Салимов, В. Г. Прикладные задачи технологии гидравлического разрыва пластов / В. Г. Салимов, А. В. Насыбуллин, О. В. Салимов. – Казань : Изд-во «Фэн» Акад. наук Респ. Татарстан, 2018. – 380 с.
3. Мероприятия по улучшению эффективности гидравлического разрыва пласта и скин-ГРП / А. Т. Жолбасарова [и др.] // Нефть и газ. – 2022. – № 3 (132). – С. 74–85.
4. Real-time interpretation of leak isolation with degradable diverter using high frequency pressure monitoring / A. V. Bogdan [et al.] // Schlumberger ; SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, Oct. 25–27, 2016. SPE-182451-MS.
5. Войтехин, О. Л. Технологические подходы к оптимизации темпа разработки трудноизвлекаемых запасов нефтяного месторождения / О. Л. Войтехин, А. Б. Невзорова // Вестн. Гомел. гос. техн. ун-та им. П. О. Сухого. – 2023. – № 3. – С. 67–79.

References

1. Yakhin A. R., Gazizova E. R., Khaziev A. M. Investigation of horizontal wells with multistage hydraulic fracturing using chemical flow indicators. *Problemy sbora, podgo-*

- tovki i transporta nefti i nefteproduktovc = Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2022, no. 1, pp. 22–37 (in Russian).
2. Salimov V. G., Nasybullin A. V., Salimov O. V. *Applied problems of hydraulic fracturing technology*. Kazan, Izdatelstvo "Fen" Akademii nauk Respubliki Tatarstan Publ., 2018. 380 p. (in Russian).
 3. Zholbasarova A. T., Bisengaliev M., Torgasheva A., Bayamirova R., Sarbopeeva M. Measures to improve the efficiency of hydraulic fracturing and skin fracturing. *Neft i gaz = Oil and Gas*, 2022, no. 3 (132), pp. 74–85 (in Russian).
 4. Bogdan A. V., Keilers A., Oussoltsev D., Lecerf B. Real-time interpretation of leak isolation with degradable diverter using high frequency pressure monitoring. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, October 25–27, 2016*. SPE-182451-MS.
 5. Voitekhin O. L., Nevzorova A. B. Technological approaches to optimizing the rate of development of hard-to-recover oil field reserves. *Vestnik Gomel'skogo Gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta imeni P. O. Sukhogo*, 2023, no. 3, pp. 67–79 (in Russian).

Информация об авторах

Войтехин Олег Леонидович – ведущий инженер-технолог лаборатории гидравлического разрыва пласта. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: O.Voitehin@beloil.by

Лымарь Олег Владимирович – кандидат технических наук, заведующий отделом технических средств контроля за добычей нефти. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: O.Lymar@beloil.by

Мельников Юрий Валерьевич – заместитель заведующего отделом технических средств контроля за добычей нефти. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: Y.Melnikov@beloil.by

Невзорова Алла Брониславовна – доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Нефтегазоразработка и гидропневмоавтоматика». Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого» (пр-т Октября, 48, 246029, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: anevzorova@gstu.by

Information about the authors

Voitekhin Oleg Leonidovich – Leading Process engineer of the Laboratory of hydraulic fracturing. Belarusian Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: O.Voitehin@beloil.by

Lymar Oleg Vladimirovich – Candidate of Technical Sciences, Head of the Department of Technical Controls for Oil Production. Belarusian Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: O.Lymar@beloil.by

Melnikov Yuri Valerievich – Deputy Head of the Department of Technical Means of Oil Production Control. Belarusian Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: Y.Melnikov@beloil.by

Nevzorova Alla Bronislavovna – DSc (Engineering), Professor, Head of the Department of Oil and Gas Development and Hydropneumoautomatics. Sukhoi State Technical University of Gomel (48, Oktyabrya Ave., 246746, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: anevzorova@gstu.by