

УДК 622.276.6/.234.573

ОСОБЕННОСТИ УЧЕТА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ПРИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ ЕЛЕЦКО-ЗАДОНСКОЙ ЗАЛЕЖИ (II БЛОК) МАРМОВИЧСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ

Я. А. МАЙЛАТ

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

Аннотация. Проанализированы возможности применения гидравлического разрыва пласта и других геолого-технических мероприятий, проводимых с целью интенсификации притока на скважинах. По причине низких фильтрационно-емкостных свойств и большой неоднородности по простиранию и расчлененности по вертикали показана необходимость использования проведения мероприятий по интенсификации притока на рассматриваемом объекте.

В настоящее время на II блоке елецко-задонской залежи Мармовичского месторождения геолого-техническими мероприятиями по интенсификации притока охвачено более 80 % работавших на залежи скважинах. Мероприятия, проводимые на скважинах, требуют учета при построении и адаптации гидродинамических моделей для более точной настройки изменения продуктивности скважин. По причине смыкания трещин коэффициент продуктивности скважин в течение времени снижается, что учитывается при моделировании вводом дополнительного декремента затухания. Также по результатам настройки модели возможно диагностировать причины проблем в работе скважин, что было показано на примере прорыва подошвенной воды после проведения гидравлического разрыва пласта.

Ключевые слова: месторождение нефти, геолого-технические мероприятия, гидравлический разрыв пласта, гидродинамическая модель, эффективность выполнения работ.

Для цитирования. Майлат, Я. А. Особенности учета гидравлического разрыва пласта при гидродинамическом моделировании елецко-задонской залежи (II блок) Мармовичского месторождения нефти / Я. А. Майлат // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 2 (3). – С. 91–105.

FEATURES OF ACCOUNTING FOR HYDRAULIC FRACTURING IN HYDRODYNAMIC MODELING OF THE YELETSKO-ZADONSKAYA DEPOSIT (II BLOCK) OF THE MARMOVICHI OIL FIELD

YA. A. MAILAT

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

Annotation. The possibilities of applying hydraulic fracturing and other geological and technical measures carried out to intensify the inflow of wells are analyzed. Due to the low filtration-capacity properties and large inhomogeneity along the strike and vertical dissection, it is shown that it is necessary to use measures to intensify the inflow at the object under consideration.

Currently, at block II of the yeletsko-zadonskaya deposit of the Marmovichi field, geological and technical measures to intensify the inflow cover more than 80 % of the wells operating in the deposit. Activities carried out on wells need to be taken into account when constructing and adapting hydrodynamic models to more accurately adjust changes in well productivity. Due to the closing of cracks, the well productivity coefficient decreases over time, which is taken into account when modeling by entering an additional attenuation decrement. Also, based on the results of setting up the model, it is possible to diagnose the causes of problems in the operation of wells, which was shown by the example of a plantar water breakthrough after hydraulic fracturing.

Keywords: oil field, geological and technical measures, hydraulic fracturing, hydrodynamic model, performance efficiency.

For citation. Mailat Ya. A. Features of accounting for hydraulic fracturing in hydrodynamic modeling of the yeletsko-zidonskaya deposit (II block) of the Marmovichi oil field. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 2 (3), pp. 91–105 (in Russian).

Введение. На нефтяных месторождениях Припятского прогиба основная доля добычи нефти (около 70 %) приходится на месторождения, находящиеся на III–IV стадиях разработки. Основные перспективные залежи находятся в категории трудно-извлекаемых запасов (ТРИЗ), в которых использование традиционных технологий по воздействию на пласт не всегда приводит к ожидаемому результату. В настоящее время к геолого-геомеханическим условиям Припятского прогиба адаптировано большое количество технологий интенсификации притока и повышения нефтеотдачи пластов, направленных как для воздействия на околоствольные зоны скважин, так и на весь пласт в целом [1].

Межсолевые (el-zd) и подсолевые карбонатные (vt-sr) резервуары Припятского прогиба характеризуются значительной вертикальной неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), подтвержденных данными результатов промыслово-геофизических исследований (ПГИ) на притоке, поэтому применение классических методов по интенсификации притока на таких объектах практически не дает положительного эффекта. При увеличении количества соляно-кислотной обработки (СКО) на одной и той же скважине успешность работ резко снижается до 30–40 %, начиная с третьей-четвертой обработок. Исходя из геолого-технологических критериев применимости технологий, влияющих на конечную эффективность геолого-технических мероприятий (ГТМ) [2], наибольшую эффективность при отработке трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) имеет адресное воздействие на призабойные зоны скважин по принципу «одна скважина – одна технология». Самым распространенным методом интенсификации работы нефтяных и газовых скважин является гидравлический разрыв пласта (ГРП).

При выборе скважины для проведения ГРП, в первую очередь, необходимо руководствоваться ФЕС пласта, а также состоянием призабойной зоны скважины. При анализе геолого-физических свойств объекта дополнительно необходимо учитывать неоднородность пласта по простирацию и расчлененность по толщине, возможность приобщения к разработке зон и пропластков, не дренируемых скважиной [3]. В пластах с высокой проницаемостью целесообразность ГРП возникает только в случае необходимости очистки призабойной зоны скважины при отсутствии эффективности иных методов. При этом ГРП не рекомендуется проводить в нефтяных скважинах, находящихся вблизи контура нефтеносности, или в пластах с неконтактной подошвенной водой, в добывающих скважинах, расположенных вблизи нагнетательных (при расстоянии менее двух полудлин трещины ГРП между скважинами), в пластах малой толщины или скважинах, расположенных в зонах малой локализации остаточных извлекаемых запасов [4].

В последние несколько лет ГРП стал основным методом интенсификации притока на месторождениях Республики Беларусь. Согласно [5], основной проблемой при проектировании технологии и дизайна ГРП для скважин месторождений нефти Припятского прогиба является высокое отличие упруго-механических и ФЕС пород-коллекторов в пределах одной залежи. Высокая изменчивость пород-коллекторов

приводит к получению разных параметров формирования трещины даже на двух соседних скважинах, что технически делает невозможным масштабирование технологических схем и получаемых параметров трещин по результатам построения дизайнов ГРП на соседние скважины или объекты. По причине слабой прогнозной способности вынужденный точечный подход отличает выполнение ГРП на Припятском прогибе по сравнению с месторождениями Российской Федерации.

В настоящее время на Припятском прогибе используется большое количество технологий и технологических решений при проектировании ГРП (ball&drop, plug&perf, кислотно-проппантный гидроразрыв пласта (КПГРП) с загеленными составами, ГРП с утяжеленными жидкостями разрыва, слепой ГРП с дивертированием потока жидкости, zipper frac, domino frac, высокорасходный многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) на основе гелеобразователей ПАА). На основе выполняемых исследований в процессе и после проведения работ и определения эксплуатационных параметров скважин после интенсификации необходимо анализировать экономическую состоятельность внедряемых решений, оптимизировать используемые технологические подходы.

Результат применения любой технологии, направленной на добычу углеводородов, зависит от большого количества геолого-физических и технологических факторов. Чем сложнее процесс или технология добычи нефти, тем большее количество параметров и свойств должно учитываться при оценке его эффективности. Для решения задач прогнозирования работы скважин после проведения ГРП необходима объективная оценка их эффективности.

Цель работы. Основной целью работы является повышение прогнозной способности гидродинамической модели путем систематизации и совершенствования существующих методик учета ГТМ, проведенных на скважинах рассматриваемого объекта.

Объекты и методы исследований. В качестве объекта исследования выступает елецко-задонская залежь (II блок) Мармовичского нефтяного месторождения, предмета исследования – скважины рассматриваемого объекта, на которых проводились мероприятия по интенсификации притока.

В качестве методов исследований использовались мониторинг и анализ эффективности ГТМ, проводимых на скважинах; математическое моделирование физических процессов, проходящих в призабойной зоне пласта; сбор статистических данных для построения корреляций для условий Припятского прогиба. Для построения и настройки гидродинамических моделей использовалось ПО RFD tNavigator.

Результаты. Для анализа эффективности проведения ГРП оцениваются прогнозные показатели работы скважин (прирост входного дебита нефти и жидкости скважины, прирост накопленной добычи нефти за 3 и 15 лет, изменение коэффициента продуктивности скважины, падение дебита скважины после года работы) [6]. Для расчета прогнозных показателей работы скважины могут использовать следующие методы: математическое прогнозирование и компьютерное моделирование (прогнозные расчеты работы скважин на гидродинамических моделях или в прикладных программных продуктах). Ранее в БелНИПИнефть предпринимались попытки создания математической модели определения входного дебита скважины после проведения операции [7]. Однако в этом случае появляется проблема переноса полученных в результате расчета данных на полноразмерную модель пласта.

Одним из самых доступных и простых вариантов оценки работы скважины после проведения ГРП является расчет эффективности проведения ГРП на текущей гидродинамической модели. В используемых симуляторах Eclipse 100 и RFD tNavigator существуют различные способы задания трещин ГРП в гидродинамических моделях. На примере моделирования ГРП различными методами в скважинах Барсуковского месторождения при сравнении входных показателей работы скважин после проведения ГРП с фактическими значениями был получен высокий процент сходимости, отклонение по целевым показателям без корректировки исходных параметров дизайна не превысило 25 % [8].

Однако при выборе метода учета проведения ГРП при построении полноразмерной гидродинамической модели необходимо руководствоваться не только возможностью детального переноса параметров дизайна ГРП в модель или наибольшей схожимостью результатов расчета по предполагаемой методике с фактическими параметрами, но и итоговым временем расчета модели в исторический период разработки. Анализ проводимых расчетов [9] показал, что при использовании детальных методов переноса геометрии и технологических параметров полученных трещин ГРП при использовании локального измельчения сетки (LGR) увеличивается время итогового расчета модели до 10 раз, что практически делает невозможным использование данных методов только при расчетах прогнозных ГТМ на секторных моделях. Поэтому на рассматриваемом объекте для учета проведенных ГТМ был выбран упрощенный метод задания трещин ГРП, в котором логика определения трещин в модели ГРП реализуется путем создания боковых виртуальных перфораций от скважины, в которых проводимость соединений пересчитывается исходя из суммы проводимости матрицы и трещины с учетом параметров, заданных согласно дизайну ГРП [8]. После определения всех ГТМ итоговое время расчета гидродинамической модели на исторический период разработки составило 6 мин.

Елецко-задонская залежь (II блок) Мармовичского месторождения характеризуется слабыми ФЕС (средняя проницаемость по исследованиям керна составляет 1,08 мД, по исследованиям ГДИ – 3,4 мД). При этом западный участок елецкой залежи (зона скважин 11–74) характеризуется лучшими ФЕС по сравнению с восточным, что подтверждается результатами керновых исследований (наличие в керне вкрапленных трещин раскрытостью 1–2 мм и каверн диаметром до 20–30 мм) и картами расположения литолого-фациальных полей: наиболее производительные скважины попадают в ядерную фацию, представленную органогенными доломитами, низкопродуктивные скважины – в склоновую фацию, представленную глинистыми доломитами, известняками и ангидритами [10].

Анализ сопоставления фактических показателей работы скважин показал, что скважины с лучшими показателями работы находятся в зонах с меньшей глинистостью согласно данным сейсмоки и РИГИС. На основе фактических данных о продуктивности добывающих скважин была сформирована зависимость множителя изменения проницаемости от коэффициента глинистости. Итоговое распределение проницаемости в модели после корректировки представлено на рис. 1. Среднее значение проницаемости в чисто нефтяной зоне (ЧНЗ) после адаптации составило 2,75 мД.

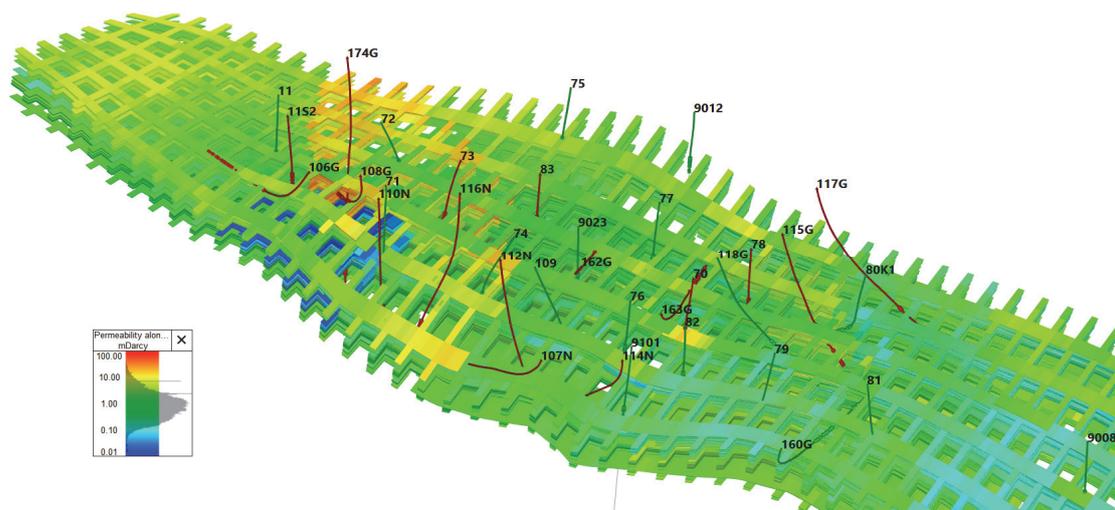
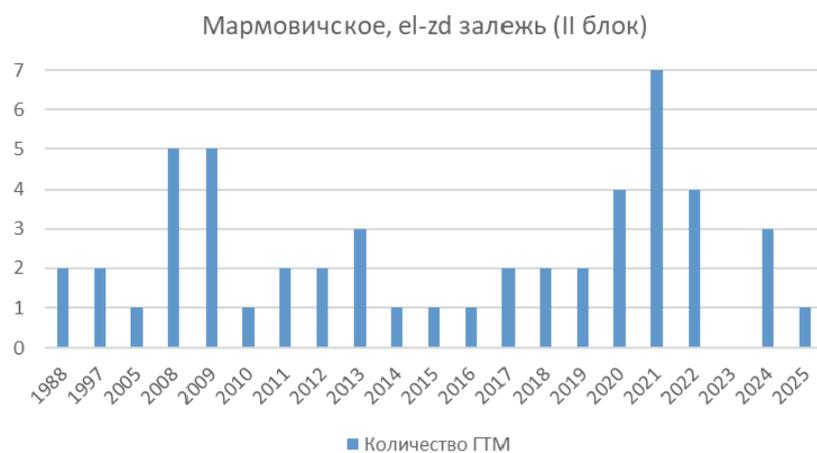


Рис. 1. Итоговое распределение проницаемости после адаптации гидродинамической модели елецко-задонской (II блок) залежи Мармовичского месторождения

Fig. 1. The final distribution of permeability after adaptation of the hydrodynamic model of the yeletsko-zadonskaya (II block) reservoir Marmovichi oil field

Неоднородность ФЕС по простиранию, наличие подошвенных вод на малом расстоянии от нижних перфорационных интервалов добывающих скважин (30–50 м) и высокая плотность сетки размещения скважин (расстояние между скважинами менее 300 м) создают дополнительные сложности при планировании и проектировании дизайна ГРП на рассматриваемой залежи. Однако низкая продуктивность работы скважин восточного участка залежи в начальном периоде разработки (дебит жидкости – 2–10 м³/сут при $k_{\text{прод}} = 0,18\text{--}1,06$ м³/сут · МПа) [11] показывает необходимость проведения мероприятий по интенсификации притока для обеспечения эффективной разработки залежи.

За период эксплуатации залежи на II блоке елецко-задонской залежи Мармовичского месторождения было проведено 51 мероприятие по интенсификации притока на 30 скважинах, среди которых 19 кислотных и 32 пропантных ГРП, 14 МГРП и 18 повторных ГРП. На рис. 2, а представлено распределение количества ГТМ, проводимых на II блоке Мармовичского месторождения по годам. Увеличение количества ГТМ в 2020–2022 гг. связано с уплотнением сетки скважин при бурении новых горизонтальных скважин. Исходя из рис. 2, б видно, что наибольшее количество ГТМ проводилось на старых скважинах. При 36 фактически работавших на залежи скважинах охват фонда проводимыми мероприятиями составляет 83,3 %. Каждое из проведенных ГТМ требует учета при построении и адаптации полноразмерной гидродинамической модели.



а)



б)

Рис. 2. Распределение геолого-технических мероприятий, применяемых для интенсификации притока на скважинах елецко-задонской залежи (II блок) Мармовичского месторождения:

а – количество мероприятий по годам; б – количество мероприятий по скважинам

Fig. 2. Distribution of geological and technical measures used to stimulate inflow at wells of the of the yeletsko-zadonskaya (II block) reservoir Marmovichi oil field

a – number of events by year; b – number of events by well

Для задания трещин ГРП в гидродинамической модели используются следующие данные: информация о количестве портов ГРП и интервале их проведения (вертикальная глубина по стволу); информация о геометрии трещин: закрепленная полу-длина, верхняя и нижняя граница трещины; параметры проводимости трещины (ширина закрепленной трещины, проницаемость проппанта, проводимость полученной трещины) [9]. Направление возникновения трещины задается согласно результатам исследований микросейсмического мониторинга. На рис. 3 изображено представление трещин ГРП на кубе текущей нефтенасыщенности елецко-задонской залежи (II блок) Мармовичского месторождения.

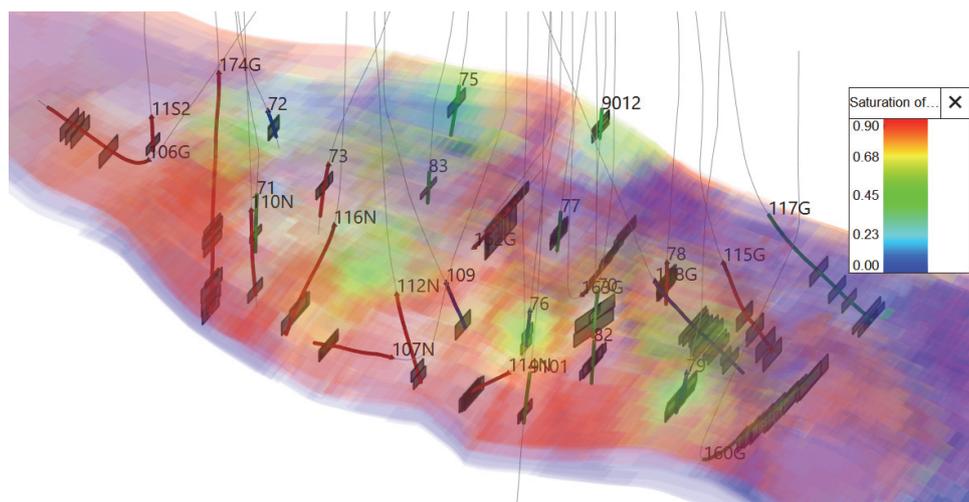


Рис. 3. Представление трещин ГРП на кубе текущей нефтенасыщенности елецко-задонской залежи (II блок) Мармовичского месторождения

Fig. 3. Representation of hydraulic fractures on the cube of current oil saturation of the yeletsko-zadonskaya reservoir (II block) of the Marmovichi oil field

При задании в модели трещин ГРП в явном виде, согласно данным дизайн-проекта, без изменений, полученный коэффициент продуктивности скважин будет сильно завышен. Отклонение фактически полученных результатов от предельных значений нивелируется множителем для коэффициента проводимости виртуальных перфораций трещины, который определяется в результате адаптации гидродинамической модели исходя из сравнения коэффициентов продуктивности до и после проведения ГТМ или при настройке забойных давлений скважины на фактические значения, полученные по СКАД. В табл. 1 указаны полученные по результатам адаптации значения множителей проводимости трещин ГРП в скважинах елецко-задонской залежи (II блок) Мармовичского месторождения.

Таблица 1. Значения множителей проводимости трещин ГРП, полученные в ходе адаптации скважин елецко-задонской залежи (II блок) Мармовичского месторождения

Table 1. Values of hydraulic fracture conductivity multipliers obtained during well adaptation of the yeletsko-zadonskaya reservoir (II block) Marmovichi oil field

Номер скважины	79	76	77	78	79	78
Тип мероприятия	МГРП	МКГРП	МГРП	МГРП	реМГРП	реМГРП
Дата проведения	11,1997	09,2008	09,2008	07,2009	08,2009	03,2011
Множитель проводимости	0,05	0,3	0,2	0,3	0,05	0,2

Продолжение

To be continued

Номер скважины	81	79	9101	110n	107n	78
Тип мероприятия	реМГРП	МКГРП	КГРП	ГРП	ГРП	реГРП
Дата проведения	04,2011	06,2013	08,2013	08,2015	07,2017	09,2018
Множитель проводимости	0,3	0,05	0,1	0,1	0,2	0,2

Продолжение

To be continued

Номер скважины	77	115g	107n	118g	160g	114n
Тип мероприятия	реМГРП	реМГРП	реГРП	МГРП	МГРП	МГРП
Дата проведения	05,2019	10,2020	05,2021	07,2021	01,2022	03,2022
Множитель проводимости	0,3	0,4	0,5	0,5	0,2	0,3

Продолжение

To be continued

Номер скважины	116n	162g	163g	174g	162g
Тип мероприятия	МГРП	МГРП	МГРП	МГРП	реМГРП
Дата проведения	05,2022	08,2022	10,2022	06,2024	12,2024
Множитель проводимости	0,5	0,3	0,3	0,3	0,1

Результаты настройки коэффициента продуктивности для скважин 73, 78 и 81 Мармовичская показаны на рис. 4.

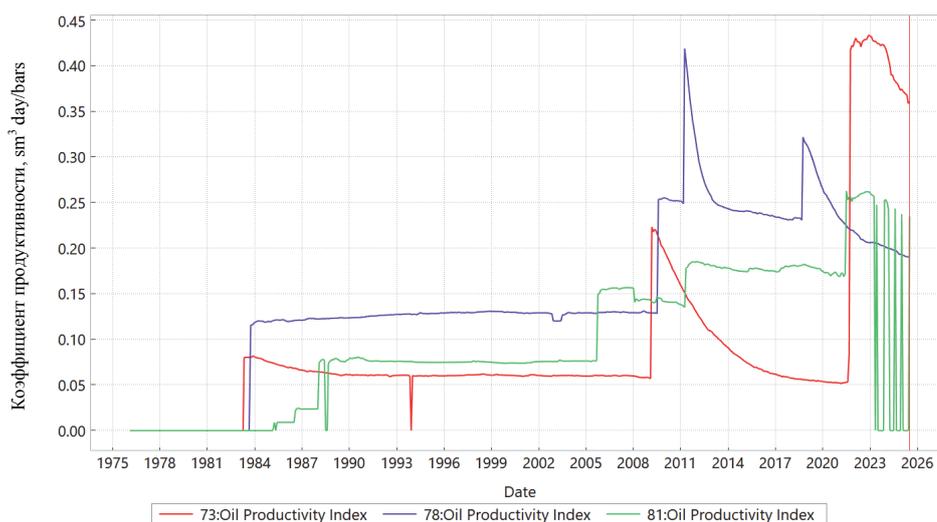


Рис. 4. Результат настройки коэффициента продуктивности для скважин 73, 78 и 81 Мармовичская

Fig. 4. The result of adjusting the productivity coefficient for wells 73, 78 and 81 of the Marmovichi oil field

Новые горизонтальные скважины, начиная с 2013 г., осваивались и вводились в эксплуатацию сразу после проведения ГРП/МГРП, поэтому оценить эффективность проведения ГРП классическим способом через сравнение дебитов работы и изменение коэффициента продуктивности скважины в данном случае не получится. Одним из наиболее перспективных способов оценки эффективности проведенных геологических мероприятий является проведение ретроспективных расчетов на гидродинамической модели, в ходе которых сравниваются два варианта работы скважины: фактический и вариант ввода скважины без проведения ГРП. Для ретроспективного анализа были выбраны горизонтальные скважины, обеспечившие наибольший вклад в накопленную добычу залежи. Исходя из результатов расчета дополнительной до-

бычи нефти за счет проведения ГРП, представленных в табл. 2, видно, что в варианте с вводом в эксплуатацию скважин без проведения ГРП накопленная добыча в рассматриваемых скважинах за 3 года сокращается на 35,79 тыс. т, что существенно ухудшает эффективность выработки запасов в целом. Сравнительный график работы скважины 115g Мармовичская в базовом варианте и варианте с проведением МГРП приведен на рис. 5.



Рис. 5. Сравнительный график работы скважины 116n Мармовичская в базовом варианте и варианте с проведением МГРП

Fig. 5. Comparative chart of well 116n Marmovichi operation in the basic version and the version with multistage hydraulic fracturing

Таблица 2. Дополнительная добыча нефти за счет проведения МГРП в скважинах Мармовичского месторождения

Table 2. Additional oil production through multi-stage hydraulic fracturing in wells of the Marmovichi oil field

Скважина	Дополнительная добыча нефти за счет проведения ГРП, тыс. т		Дополнительная добыча жидкости за счет проведения ГРП, тыс. т	
	За 3 года	За 15 лет	За 3 года	За 15 лет
106g	2,42	6,63	2,42	8,81
107n	0,98	2,22	1,11	3,14
110n	0,79	0,79	1,12	1,12
112n	8,17	20,67	8,27	25,65
114n	0,82	7,96	1,09	8,76
115g	4,01	9,02	8,19	22,39
116n	5,24	6,89	17,47	28,05
162g	10,11	11,1	17,45	21,85
163g	3,25	5,06	7,9	15,96
<i>Всего</i>	35,79	70,34	65,02	135,73

Однако при эксплуатации новых горизонтальных скважин возникает проблема снижения дебита жидкости и продуктивности в течение нескольких месяцев после ввода скважины. Данная проблема возникает по трем основным причинам: снижение пластового давления в призабойной зоне пласта при высоких отборах жидкости в начальном периоде работы, выделение свободного газа в призабойной зоне скважин и снижение относительной фазовой проницаемости для нефти при снижении забойного давления ниже давления насыщения [10], а также смыкание трещин ГРП, возникающее в ходе перераспределения напряжений в пласте к исходному состоянию и деформации удерживающего агента (проппанта), в результате чего эффективная проводимость системы «матрица – трещина» сокращается.

В рассматриваемой модели процесс затухания ГРП реализован с помощью функции зависимости проницаемости трещины от времени с задаваемым периодом затухания, за который проницаемость трещины сокращается в $(exp)^{-1}$ раз. Декремент затухания подбирается в процессе адаптации исходя из динамики фактических пластовых и забойных давлений в скважине и, как следствие, коэффициента продуктивности скважины после ввода скважины в эксплуатацию. В табл. 3 сведены данные по ГТМ, в которых использовалась функция затухания при адаптации гидродинамической модели.

Таблица 3. Список геолого-технических мероприятий, проводимых на скважинах Мармовичского месторождения, в которых использовалась функция затухания трещин ГРП

Table 3. List of geological and technical measures carried out at the wells of the Marmovichi oil field, which the fracture attenuation function of hydraulic fracturing is used

Номер скважины	72	77	82	78	107n	106g
Тип мероприятия	ГРП	КГРП	КГРП	МГРП	ГРП	МГРП
Дата проведения	08.1997	09.2008	08.2009	03.2011	07.2017	01.2018
Декремент затухания, сут	365	365	150	150	365	365

Продолжение

To be continued

Номер скважины	77	107n	82	114n	162g	162g
Тип мероприятия	peМГРП	peГРП	peГРП	peМГРП	МГРП	peМГРП
Дата проведения	05.2019	05.2021	09.2021	03.2022	08.2022	12.2024
Декремент затухания, сут	150	365	150	365	365	365

Сравнение результатов адаптации забойных давлений скважины 107n Мармовичская для двух вариантов приведено на рис. 6.

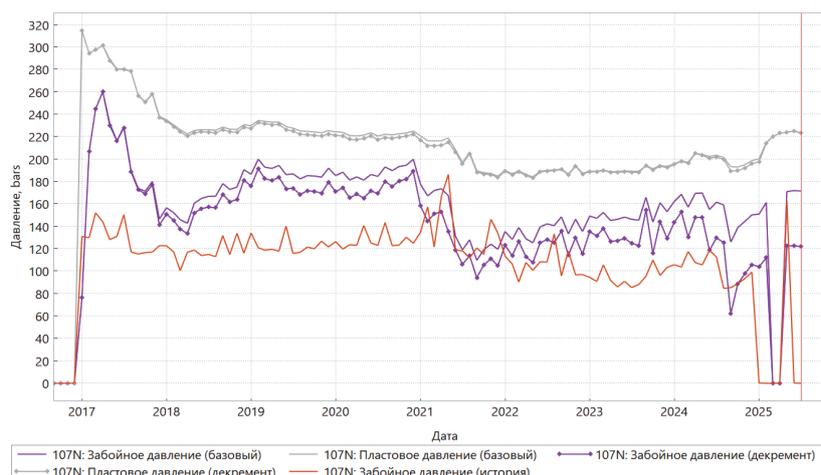


Рис. 6. Сравнение результатов адаптации забойных давлений для базового расчета и варианта с использованием декремента затухания для скважины 107n Мармовичская

Fig. 6. Comparison of the results of adaptation of bottom hole pressures for the basic calculation and the option using the decrement for well 107n of the Marmovichi oil field

Кроме настройки фактических показателей работы и изменения коэффициентов продуктивности скважин после проведения ГРП моделирование процесса ГРП позволяет диагностировать некоторые причины проблем в работе скважин после его проведения: например, характер увеличения обводненности скважины после проведения ГРП, обусловленный связью скважины с участком нагнетания или прорывом подошвенной воды через трещины ГРП к скважине. Рассмотрим данный случай на примере проведенного реМГРП в скважине 162g Мармовичская.

В скважине 162g Мармовичская после проведения повторного МГРП в декабре 2024 г. был зарегистрирован рост дебита жидкости с 13,5 до 82 м³/сут и обводненности с 0 до 84 %. При этом, исходя из низких ФЕС коллектора в зоне скважины и низкой продуктивности скважины при работе до проведения реМГРП ($k = 1,48$ мД, $k_{\text{прод}} = 3,3$ м³/сут · МПа), поддержание необходимого уровня отборов скважин даже при активации гидравлической связи с рядом нагнетательных скважин через систему трещин ГРП невозможно. Высокая плотность попутно добываемой воды (1,21 г/см³) после проведения ГРП и повышение динамического уровня в скважине могут являться косвенным подтверждением возможного подрыва подошвенной воды через трещину ГРП, исключая предположение о выносе технологической воды после проведения операции.

По причине невозможности учета изменения физико-механических свойств горных пород при отработке скважины после проведения основного ГРП проектирование дизайна трещин перед проведением реГРП не производится. Однако внедрение системы мониторинга устьевых давлений PLUTON [11] при проведении слепых ГРП позволяет определить глубину инициации трещин ГРП. По результатам мониторинга процесса реМГРП в скважине 162g Мармовичская было установлено, что инициация трещин произошла в верхних интервалах перфораций ($D_{3el}(dr-tr)$), что позволило определить точки прорыва воды к стволу скважины. Прорыв подошвенной воды был адаптирован путем корректировки геометрических параметров исходных трещин с сохранением их общего объема. Разрез вдоль линии скважины 162g Мармовичская с отображенными трещинами ГРП изображен на рис. 6.

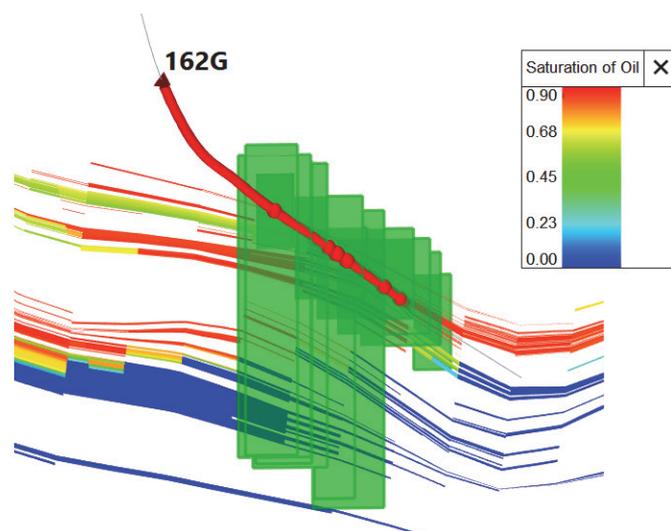


Рис. 7. Разрез вдоль линии скважины 162g Мармовичская с отображенными трещинами после проведения повторного ГРП

Fig. 7. A section along the well line 162g Marmovichi with fractures shown after repeated hydraulic fracturing

Исходя из сравнительного графика скважины 162g Мармовичская в двух вариантах, представленного на рис. 8, видно, что при варианте без корректировки трещин ГРП невозможно обеспечить необходимый дебит скважины и динамику поведения обводненности рассматриваемой скважины.

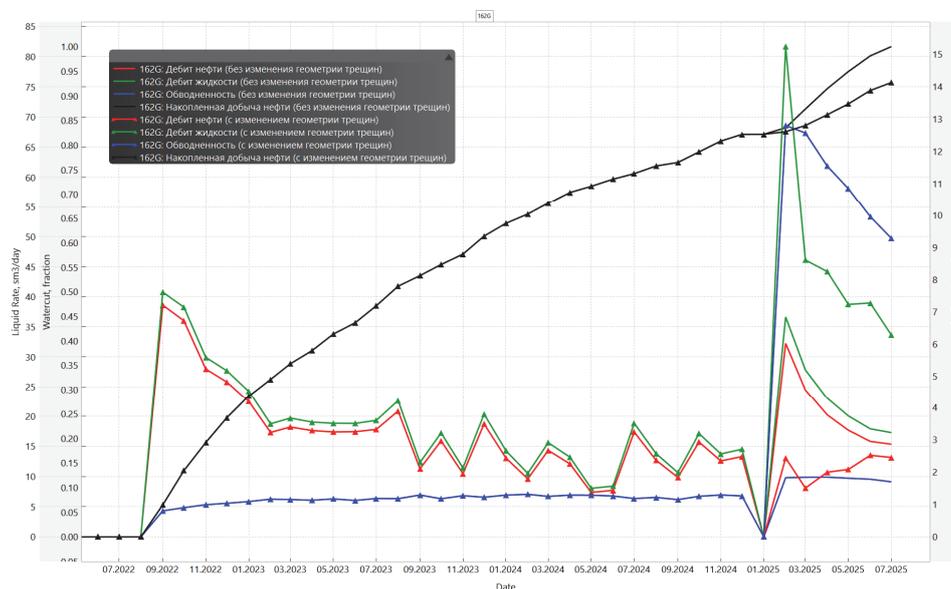


Рис. 8. График сравнения адаптации скважины 162g Мармовичского месторождения в базовом варианте и варианте с изменением геометрии трещин повторного ГРП

Fig. 8. Comparison chart of the adaptation of well 162g of the Marmovichi oil field in the base case and the case with a change in the geometry of the repeated hydraulic fracturing fractures

Заключение. На текущий момент времени основные участки остаточных извлекаемых запасов залежей находятся в зонах низких ФЕС, в которых использование

традиционных технологий по воздействию на пласт не всегда приводит к ожидаемому результату. Самым распространенным методом интенсификации работы нефтяных и газовых скважин является ГРП. В настоящее время на месторождениях Припятского прогиба используется большое количество технологических решений при проектировании ГРП. Для решения задач прогнозирования работы скважин после проведения ГРП необходима объективная оценка их эффективности.

Елецко-задонская залежь (II блок) Мармовичского месторождения характеризуется низкими ФЕС и слабой связью между добывающим и нагнетательным фондом, что показывает необходимость проведения мероприятий по интенсификации притока для обеспечения эффективной разработки залежи. За период эксплуатации на рассматриваемой залежи было проведено 51 мероприятие по интенсификации притока на 30 скважинах, охват фонда составил 83,3 %. Для избежания сильного увеличения расчетного времени ГДМ в историческом периоде разработки, для переноса геометрических параметров и свойств трещин ГРП был выбран упрощенный метод, в котором логика определения реализуется путем создания виртуальных перфораций в ячейках, охватываемых трещинами ГРП. Настройка коэффициента продуктивности осуществляется путем задания множителя коэффициента проводимости виртуальных перфораций.

По причине смыкания трещин и перераспределения напряжений в ПЗС дебита жидкости продуктивность скважины в течение нескольких месяцев после проведения ГРП снижается. В модели процесс затухания ГРП реализован с помощью функции зависимости проницаемости трещины от времени с задаваемым периодом затухания, который настраивается исходя из динамики фактических пластовых и забойных давлений в скважине.

Моделирование процесса ГРП позволяет диагностировать некоторые причины проблем в работе скважин после проведения, что было показано на примере прорыва подошвенной воды к скважине 162g Мармовичская после проведения реМГРП.

Благодарность. Выражаю признательность и благодарность сотрудникам лаборатории гидравлического разрыва пласта, отдела моделирования резервуаров и разработки нефти и газа БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», научному руководителю, доктору геолого-минералогических наук, профессору кафедры «НГриГПА» Валерию Дмитриевичу Порошину за предоставленные данные и консультирование при проведении данного исследования.

Acknowledgments. I express my appreciation and gratitude to the staff of the Hydraulic Fracturing Laboratory, the Reservoir Modeling and Oil and Gas Development Department BelNIPIneft RUE “Production Association “Belorusneft”, and my supervisor, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor of the Department of Oil and Gas Reservoir Modeling and GPA Valery Dmitrievich Poroshin, for providing the data and consulting services during this study.

Литература

1. Повжик, П. П. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов месторождений Припятского прогиба путем внедрения системного подхода / П. П. Повжик // Нефтяник Полесья. – 2019. – № 2. – С. 64–70.
2. Ткачев, Д. В. Инновационный комплекс рациональных технологий для интенсификации выработки ТриЗ месторождений Припятского прогиба / Д. В. Ткачев // Нефтяник Полесья. – 2019. – № 2. – С. 48–57.
3. Киселев, К. А. Особенности подбора скважин-кандидатов для проведения многостадийного гидроразрыва пласта / К. А. Киселев // Вестник науки. – 2019. – № 1 (20), т. 2. – С. 203–206.

4. Анализ эффективности проведения многостадийного гидроразрыва пласта на объекте Ю2 месторождения X / А. Н. Кабилов, В. А. Гула, Н. В. Злобин, Р. Т. Горданов // Научный лидер. – 2023. – Вып. № 1 (99). – Янв. – URL: <https://scilead.ru/article/3727-analiz-effektivnosti-provedeniya-mnogostadijn>.
5. Мироненко, К. В. Текущий статус и перспективы развития технологии ГРП в Республике Беларусь / К. В. Мироненко // Нефтяник Полесья. – 2022. – № 2. – С. 89–97.
6. Лысенко, В. Д. Определение эффективности гидравлического разрыва нефтяного пласта / В. Д. Лысенко // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 11. – С. 12–17.
7. Радченко, Ю. А. Теория о морфологии процесса ГРП. Прогнозирование дебита скважины // Ю. А. Радченко // Нефтяник Полесья. – 2018. – № 2. – С. 87–90.
8. Майлат, Я. А. Новые подходы к созданию трещин гидравлического разрыва пласта в гидродинамических моделях / Я. А. Майлат // Поиск и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. : в 2 т. / Белорус. науч.-исслед. и проектн. ин-т нефти. – Минск, 2022. – Т. 2, вып. 10. – С. 253–261.
9. Экономидес, М. Унифицированный дизайн гидравлического разрыва пласта. Наведение мостов между теорией и практикой / М. Экономидес, Р. Олайни, П. Валько. – М. : Петроальянс Сервиси Компани Лимитед, 2004. – 236 с.
10. Мордвинов, В. А. Изменение продуктивности добывающих скважин при снижении пластовых и забойных давлений / В. А. Мордвинов, В. В. Поплыгин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 120–122.
11. Апробация технологии PLUTON в условиях I–III пачек петриковских продуктивных отложений скважины 466g Речицкой / О. Л. Войтехин, О. В. Лымарь, Ю. В. Мельников, А. Б. Невзорова // Нефтегазовый инжиниринг. – 2024. – № 1 (1). – С. 8–16.

References

1. Povzhik P. P. Increasing the efficiency of development of hard-to-recover and unconventional reserves of the Pripyat Trough deposits by introducing a systems approach. *Neftyanik Poles'ya*, 2019, no. 2, pp. 64–70 (in Russian).
2. Tkachev D. V. Innovative complex of rational technologies for intensification of production of hard-to-recover reserves of the Pripyat fields. *Neftyanik Poles'ya*, 2019, no. 2, pp. 48–57 (in Russian).
3. Kiselev K. A. Features of selection of candidate wells for multi-stage hydraulic fracturing. *Vestnik nauki = International scientific journal BULLETIN OF SCIENCE*, 2019, no. 1 (20), vol. 2, pp. 203–206 (in Russian).
4. Kabirov A. N., Gula V. A., Zlobin N. V., Gordanov R. T. Analysis of the efficiency of multi-stage hydraulic fracturing at the Yu2 site of the X oil field. *Scientific leader*, 2023, iss. 1 (99). Available at: <https://www.scilead.ru/article/3727-analiz-effektivnosti-provedeniya-mnogostadijn> (in Russian).
5. Mironenko K. V. Current status and prospects for the development of hydraulic fracturing technology in the Republic of Belarus. *Neftyanik Poles'ya*, 2022, no. 2, pp. 89–97 (in Russian).
6. Lysenko V. D. Determination of the efficiency of hydraulic fracturing of an oil reservoir. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 1999, no. 11, pp. 12–17 (in Russian).
7. Radchenko Yu. A. Theory of the morphology of the hydraulic fracturing process. Forecasting well flow rate. *Neftyanik Poles'ya*, 2018, no. 2, pp. 87–90 (in Russian).
8. Mailat Ya. A. New approaches to the creation of hydraulic fracturing cracks in hydrodynamic models. *Poiski i osvoenie neftnyanykh resursov Respubliki Belarus'*: sb. nauch. trudov [Search and development of oil resources of the Republic of Belarus: Collection of scientific papers]. Minsk, BelNIPineft, 2022, vol. 2, iss. 10, pp. 253–261 (in Russian).
9. Ekonomides M., Olaini R., Val'ko P. *Unified Hydraulic Fracturing Design: Bridging Theory and Respect*. Moscow, Petroalliance Services Company Limited, 2004. 236 p. (in Russian).

10. Mordvinov V. A., Poplygin V. V. Change in the productivity of production wells with a decrease in reservoir and bottomhole pressures. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 2021, no. 8, pp. 120–122 (in Russian).
11. Voitekhn O. L., Lyamar' O. V., Mel'nikov Yu. V. Testing of PLUTON technology in the conditions of I–III layers of Petrikovsky productive deposits of well 466g Rechitskaya. *Neftegazovyi inzhiring = Oil and Gas Engineering*, 2024, no. 1 (1), pp. 8–16 (in Russian).

Информация об авторах

Майлат Ярослав Александрович – инженер второй категории отдела моделирования резервуаров и разработки месторождений нефти и газа. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: Y.Majlat@beloil.by

Information about the authors

Maylat Yaroslav Aleksandrovich – second category engineer of the reservoir modeling and oil and gas field development department. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: Y.Majlat@beloil.by

Поступила в редакцию 07.11.2025