

УДК 622.234.573

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ОПТИМИЗАЦИИ ТЕМПА РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О. Л. ВОЙТЕХИН

*БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение
«Белоруснефть», г. Гомель*

А. Б. НЕВЗОРОВА

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

Рассмотрен опыт применения технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) при разработке отечественных нетрадиционных ультранизкопроницаемых резервуаров нефти верхнего девона Припятского прогиба. Выделены ключевые технологические параметры операций МГРП по технологии искусственно создаваемой дренируемой системы трещин для последующего анализа их влияния на геологическую успешность работ по освоению трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти Припятского прогиба. В рамках выделенных параметров произведен анализ статистических закономерностей влияния технологических параметров освоения на вводный дебит скважин по нефти после МГРП в условиях ТРИЗ. Обозначена высокая важность повсеместного системного применения современных методов пост-фрак контроля результатов проведения МГРП для обеспечения условий совершенствования подходов к освоению отечественных ТРИЗ. Выработаны рекомендации по дальнейшей оптимизации имеющихся технологических решений освоения отечественных ТРИЗ.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы нефти, низкопроницаемые коллектора, освоение, многостадийный гидравлический разрыв пласта, технологические параметры, жидкость разрыва, расклинивающий агент, горизонтальный ствол скважины.

TECHNOLOGICAL APPROACHES TO OPTIMIZING THE RATE OF DEVELOPMENT OF HARD-TO-RECOVER OIL FIELD RESERVES

O. L. VOITEKHIN

*BelNIPIneft State "Production Association "Belorusneft",
Gomel*

A. B. NEVZOROVA

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

The article shows the experience of using the technology of multi-stage hydraulic fracturing (HF) in the development of domestic unconventional ultra-low-permeability oil tanks of the upper Devonian Pripyat trough. The key process parameters of multi-stage HF operations using the technology of artificially created drained fracture system are identified for further analysis of their impact on the geological success of the development of hard-to-recover reserves (HTR) of Pripyat trough oil. Within the framework of the identified parameters, statistical regularities of the impact of the technological parameters of development on the initial production rate of wells for oil after multi-stage HF under the conditions of HTR. The importance of the widespread systematic use of modern methods of post-crash control of the results of the multi-stage HF to ensure the conditions for improving approaches to the development

of domestic HTR is outlined. Recommendations have been developed for further optimization of available technological solutions for the development of domestic HTR.

Keywords: hard-to-recover oil reserves, low-permeability reservoirs, development, multi-stage hydraulic fracturing, process parameters, fracturing fluid, proppant, horizontal borehole.

Введение

На современном этапе разработки и эксплуатации нефтяных месторождений Припятского прогиба насущной задачей является освоение ТрИЗ нефти с применением высокоэффективных методов воздействия на пласт, нацеленных на интенсификацию добычи нефти, а также на повышение нефтеотдачи скважин [1–3]. Значительное место в номенклатуре этих технологий занимают физико-химические процессы, реализуемые с применением химических реагентов и композиционных систем на их основе, оказывающих целенаправленное воздействие на нефтяной коллектор [4–6]. В число таких технологий входит гидравлический разрыв пласта (ГРП) [7, 8], являющийся эффективным методом стимуляции скважин и широко применяемый на месторождениях, находящихся на разных стадиях разработки [9].

В последние годы в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» интенсивно проводятся исследования, направленные на разработку технологических решений, позволяющие рентабельно эксплуатировать месторождения с ТрИЗ углеводородов [3]. На подобных месторождениях с успехом может применяться технология МГРП [10, 11]. При этом одним из перспективных направлений усовершенствования технико-технологических подходов является использование специфических жидкостей разрыва (ЖР) при проведении высокорасходного ГРП [12].

Технологическая и экономическая успешность процесса проведения ГРП во многом определяется правильным выбором ЖР с учетом геолого-технических характеристик объекта, а также качеством ее приготовления. Как правило, при выполнении высокорасходного ГРП на ультранизкопроницаемые коллектора основным компонентом ЖР является полиакриламид (ПАА) [13]. В нефтехимии ПАА рассматривается как полиакриловый стабилизатор, эффективный понизитель фильтрации глинистых буровых растворов. Полиакриламид работает на понижение фильтрации только в глинистых буровых растворах и малоэффективен в этом качестве в растворах без твердой фазы. Однако в качестве загустителя водной фазы может с успехом использоваться в безглинистых системах, в том числе и в минерализованных водных растворах. Поэтому, в зависимости от концентрации в ЖР, ПАА выполняет разные функции: при низкой концентрации выступает в роли агента уменьшения гидродинамического сопротивления жидкости, а при повышении концентрации ПАА у ЖР улучшается пропантонесущая способность [14].

В настоящее время производителями широко представлен рынок ПАА в различных товарных формах (суспензии, эмульсии и сухие порошки различной дисперсности) [15], что также обуславливает необходимость проведения многочисленных исследований при разработке рецептур ЖР и оптимизации технологических этапов для эффективного использования данных гелеобразователей [16, 17].

Цель работы – изучение влияния технологических параметров операций МГРП по освоению ТрИЗ петриковских продуктивных отложений верхнего девона Припятского прогиба нефти для повышения геологической и экономической эффективности работ по ГРП.

Материалы и методология

Объектом исследований являются 16 скважин различной длины петриковских продуктивных отложений нефтяного месторождения «Р».

В табл. 1 приведены программные (плановые) и фактические значения по стадийности операций ГРП, а также по массам и объемам применяемых жидкостей разрыва

и расклинивающих агентов (пропантов). В качестве пропантов используют отсев кварцевого песка, керамические шарики и другие материалы фракции (0,5–1,5 мм), которые удерживают искусственно созданные трещины от смыкания после снятия избыточного давления и обеспечивают приток пластовой жидкости в скважину. Существенные расхождения данных показателей обусловлены, с одной стороны, отличием плановых и фактических длин интервалов горизонтального ствола под освоение, а с другой – неравномерностью вскрытия и распределения продуктивных зон вдоль траектории ствола скважин.

Таблица 1

Планируемые и фактические параметры освоения объектов, эксплуатирующих нетрадиционные отложения петриковскокого горизонта верхнего девона Припятского прогиба

Скважина	План				Факт			
	Длина горизонтального ствола, м	Количество стадий	$V_{ЖР}$, м ³	$m_{РА}$, т	Длина горизонтального ствола, м	Количество стадий	$V_{ЖР}$, м ³	$m_{РА}$, т
41602g	1129	11	14500	1700	1269	12	16348,6	1864
418g	1003	12	15500	1800	1210	14	21321,7	2525
424g	879	12	21403,9	2361	932	12	21966,9	2359
516g2	1542	16	29600	3840	1558	21	26750,6	3170
417g	587	8	14500	1800	451	8	7016,6	881
467g	1267	17	21480	2530	1640	17	22156	2530
513g	1306	16	31200	3900	1552	20	16689,6	2170
519g	1601	20	38400	4800	1650	19	17425	1905,5
518g	1258	16	30000	3840	1345	23	17340,5	1915,5
419g	2000	25	48000	6000	2114	28	33985,4	3982
464g	1867	29	35000	3480	1168	24	20531,6	2255,5
387g	1171	18	22000	2200	1253	16	12605,8	1185
426g	1447	22	27200	2720	1875	34	27411	3004
422g	2055	32	38500	3840	1711	23	20416,4	2379
421g	2142	33	40000	4000	1654	21	17612,7	2210
469g	1273	20	24000	2400	1235	17	14479,3	1858

По мере наработки практического опыта многие технологические аспекты операций искусственно создаваемой дренируемой системы трещин ГРП в условиях ТриЗ претерпели ряд существенных изменений. При этом, согласно теории ГРП, есть ряд ключевых параметров, способных оказать существенное влияние на эффективность операции ГРП в общем случае. К таким параметрам можно отнести следующие:

- тип ЖР;
- полимерная нагрузка на пласт;
- удельный объем ЖР на единицу массы расклинивающего агента (РА);
- тип используемого РА;
- фракционный состав РА;
- концентрация РА в смеси ГРП;
- удельная масса РА на кластер.

Сведения по типу ЖР для выполнения операций по гидроразрыву приведены в табл. 2. Установлено, что, начиная со скважины 417g, уменьшается полимерная нагрузка на пласт путем снижения концентрации гелеобразователей в ЖР, а среднее

значение удельной полимерной нагрузки на один кластер сократилось вдвое – с 0,9–1,1 (на начальных этапах работ по освоению на скважинах 41602g, 418g и 424g) до 0,5 т/кл (на всех последующих операциях).

Сведения по составу расклинивающего материала приведены в табл. 3. Основными фракциями расклинивающего материала, применяемыми при освоении продуктивных отложений I–III пачек, являются 40/70 (от 5 до 42 %, в среднем 33 %), 30/50 (от 40 до 73 %, в среднем 52 %) и 20/40 (от 8 до 26 %, в среднем 15 %). При этом по мере выполнения работ наблюдается планомерное снижение доли используемого пропанта от общей массы РА и увеличение доли кварцевого песка (до 60–70 %), что обусловлено меньшей стоимостью последнего и взятым курсом на снижение себестоимости работ по МГРП.

Таблица 2

Тип, наименование и удельный расход гелеобразователей, опробованных в условиях отечественных трудноизвлекаемых запасов по скважинам

Скважина	Тип жидкости разрыва	Полимерная нагрузка		$V_{\text{жр}} / m_{\text{РА}}, \text{ м}^3/\text{т}$
		На кластер, т/кл	На 1 т расклинивающего агента, кг/т	
41602g	Гуар + ПАА	1,09	23,42	7
418g	Гуар + ПАА	1,03	18,29	7,4
424g	ПАА	0,87	14,02	8,6
516g2	ПАА	0,98	17,06	7,3
417g	ПАА	0,64	15,37	6,9
467g	ПАА	0,53	13,28	7,7
513g	ПАА	0,38	10,09	6,4
519g	ПАА	0,47	13,18	6,9
518g	ПАА	0,45	13,14	7,2
419g	ПАА	0,53	12,84	7,1
417g	Гуар + ПАА	0,91	17,66	7,8
464g	ПАА	0,49	12,32	7,1
387g	ПАА	0,46	14,51	7,4
426g	ПАА	0,45	13,11	7,0
422g	ПАА	0,47	11,93	7,0
421g	ПАА	0,62	15,48	6,9
469g	ПАА	0,48	12,06	6,8

Таблица 3

Тип, фракционный состав и удельный расход расклинивающих агентов, применяемых для стимуляции отечественный трудноизвлекаемых запасов

Скважина	Тип материала, %		Фракция, %			Расклинивающий агент на 1 кластер, т
	Пропант	Песок	40/70	30/50	20/40	
41602g	71	29	27	46	26	46,6
418g	69	31	25	55	20	56,1
424g	100	0	5	73	22	62,1
516g2	86	14	14	67	18	57,6
417g	15	85	29	56	15	42,0
467g	45	55	42	40	18	40,2
513g	50	50	35	49	16	38,1
519g	29	71	41	45	14	36,0

Скважина	Тип материала, %		Фракция, %			Расклинивающий агент на 1 кластер, т
	Пропант	Песок	40/70	30/50	20/40	
518g	100	0	41	46	13	34,1
419g	65	35	40	49	12	41,0
417g	48	52	35	53	12	51,3
464g	35	65	30	59	12	39,6
387g	44	56	41	46	13	32,3
426g	64	36	33	58	8	34,3
422g	36	64	40	45	15	40,1
421g	20	80	40	45	15	40,7
469g	39	61	40	46	14	39,5

Обсуждение результатов

С учетом высокой степени латеральной неоднородности нетрадиционных отложений петриковского горизонта верхнего девона Припятского прогиба как в части фильтрационно-емкостных параметров пород-коллекторов, так и в части геологического строения разреза в целом. Для оценки влияния указанных технологических параметров операций МГРП на эффективность работ имеющийся фонд скважин был разбит на относительно однородные участки, далее внутри каждого участка были выделены объекты различной эффективности (табл. 4). За критерий эффективности принят вводный дебит скважин по нефти. С учетом больших объемов техногенной жидкости, закачиваемой в пласт в процессе стимуляции методом МГРП для получения объективных параметров работы скважин, вводный дебит взят по истечении трехмесячного срока после начала эксплуатации скважин.

Таблица 4

Даты проведения геолого-технических мероприятий и показатели работы скважин, эксплуатирующих нетрадиционные отложения петриковского горизонта нефтяного месторождения «Р» прогиба

Скважина	Дата ввода	Q_n начальное, т/сут	Q_n после трех месяцев работы, т/сут	Q_n от 01.08.23, т/сут	$L_{тс}$, м	$Q_n / L_{тс}$ (три месяца), т · м/сут	Q_n три месяца / $L_{тс}$ (01.08.23), т · м /сут
Западный участок							
387g	Март 2023	22,1	22,74	9,04	1253	0,018	0,007
518g	Ноябрь 2022	77,3	79,13	58,94	1345	0,059	0,044
519g	Сентябрь 2022	96,6	32,82	12,98	1650	0,020	0,008
417g	Май 2022	7,6	6,35	4,87	451	0,014	0,011
516g2	Май 2022	73,6	39,63	9,39	1558	0,025	0,006
513g	Июнь 2022	79	30,83	11,29	1552	0,020	0,007
Центральный участок							
411g	Ноябрь 2020	47,4	40,31	18,87	1197	0,034	0,016
41602g	Май 2021	78	67,7	12,22	1269,5	0,053	0,010
418g	Август 2021	140	82,51	20,69	1210	0,068	0,017
419g	Декабрь 2022	52,2	48,34	44,89	2114	0,023	0,021
421g	Май 2023	60,82	20,9	20,9	1654	0,013	0,013
422g	Апрель 2023	28,1	42,65	34,7	1711	0,025	0,020
426g	Март 2023	146,2	42,72	71,25	1875	0,023	0,038
Восточный участок							
424g	Ноябрь 2021	17,3	19,83	9,05	932	0,021	0,010

Данный период подразумевает отбор большей части закачанной при МГРП техногенной жидкости и вывод скважин на устойчивый режим добычи.

При этом необходимо учитывать, что продолжительность эффекта от операции зависит не только от фильтрационно-емкостных характеристик каждой локальной зоны пласта, охваченной воздействием, но и от снижения проводящих характеристик трещин гидроразрыва в процессе последующей эксплуатации скважин. Данное снижение может быть обусловлено деградацией пропантной набивки в призабойной зоне пласта за счет выноса РА в скважину, седиментацией механических частиц породы внутри упаковки РА, а также вдавливанием РА в породу и разрушением частиц РА за счет возрастающих латеральных нагрузок (при снижении энергетике пласта уменьшается противодействие флюида на стенку трещины гидроразрыва, частично компенсирующее латеральные нагрузки, обусловленные упруго-механическими характеристиками породы и ее напряженным состоянием). Последний фактор наиболее критичен в случае использования низкопрочных естественных типов РА (кварцевых песков), требует отдельного анализа влияния типа РА на продолжительность эффекта от геолого-технических мероприятий. Качественно данный анализ в настоящее время провести не представляется возможным, так как значительная часть объектов, подлежащих сравнению и характеризующихся наибольшей долей закачанного кварцевого песка от общего количества РА, введена в эксплуатацию сравнительно недавно.

Кроме того, прямое сравнение параметров работы скважин невозможно в условиях различных длин горизонтального ствола и различной продолжительности периода эксплуатации скважин. Таким образом, для последующего анализа целесообразно использовать приведенные к длине горизонтального ствола показатели работы скважин в трехмесячный срок после ввода скважины в эксплуатацию:

Анализ данных позволил установить, что среди всех скважин западного участка наилучший эффект получен по скважине 518g, при этом указанная скважина по параметру полимерной нагрузки примерно сопоставима со скважинами 387g и 519g и несколько уступает скважине 513g (рис. 1). При этом в части дебита указанные скважины показывают средний и ниже среднего эффекты. В части удельного объема ЖР на кластер скважина 518g характеризуется одним из наибольших значений.

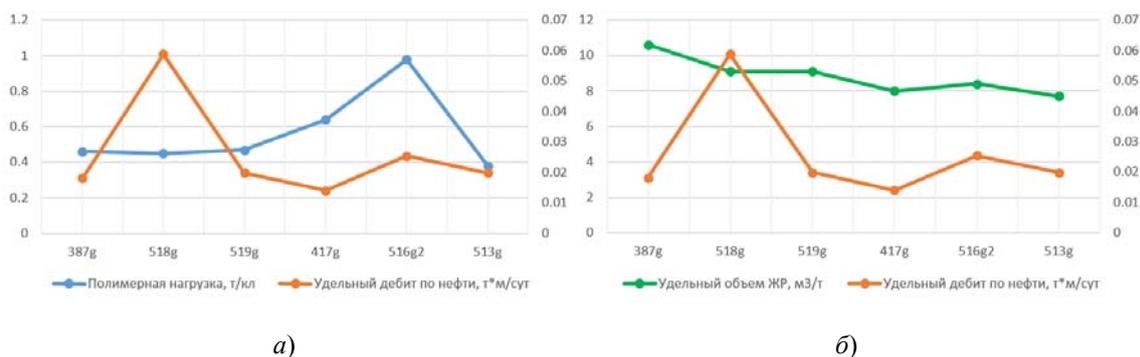


Рис. 1. Влияние параметров жидкости разрыва на эффективность многостадийного гидравлического разрыва пласта западного участка:

а – влияние полимерной нагрузки; б – влияние количества жидкости разрыва

Из объектов центрального участка (рис. 2) по приведенному к длине горизонтального ствола вводному дебиту выделяются в лучшую сторону скважины 41602g и 418g, в худшую – 421g, однако в случае скважины 421g необходимо учитывать,

что данный объект продолжительно эксплуатируется фонтанным способом, что не позволяет выполнить объективное сравнение со скважинами механизированного фонда. Аналогично обстоят дела и со скважинами 422g (эксплуатировалась преимущественно фонтанным способом), 426g (первых три месяца эксплуатировалась фонтанным способом, далее – с использованием электроцентробежного насоса) и 419g (в скважину было спущено наносное оборудование, при этом начало снижения уровня было зафиксировано через 6 месяцев эксплуатации).

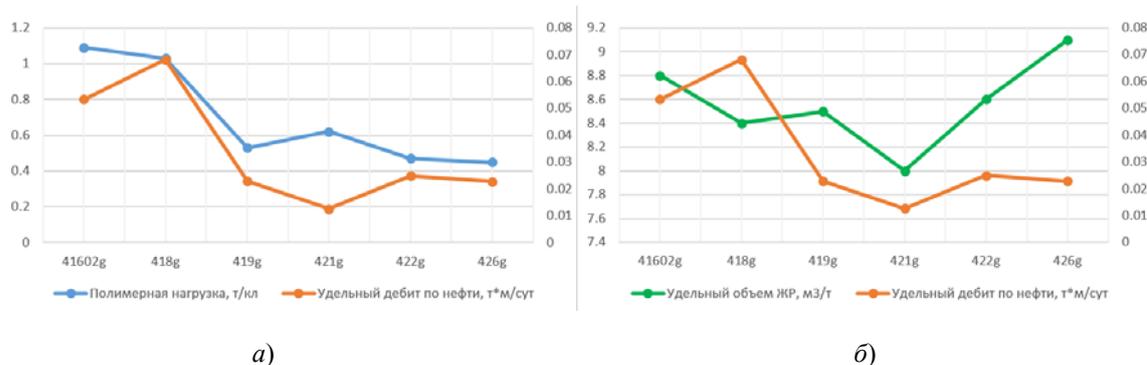


Рис. 2. Влияние параметров жидкости разрыва на эффективность многостадийного гидравлического разрыва пласта центрального участка:
 а – влияние полимерной нагрузки; б – влияние количества жидкости разрыва

На скважинах восточного блока (рис. 3) отсутствует явная корреляция эффективности работ и технологических параметров МГРП в части использования ЖР: наилучший объект – скважина 464g – характеризуется минимальным (но сопоставимым со скважиной 467g) значением полимерной нагрузки и средним удельным объемом закачанной на первый кластер ЖР.

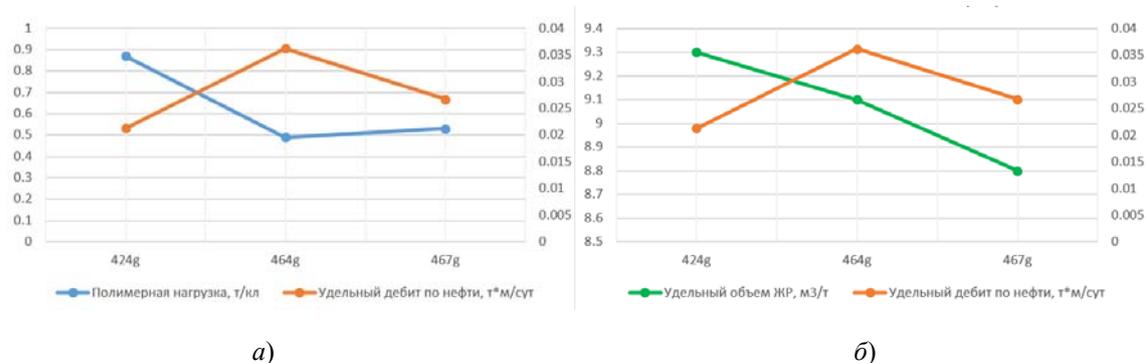


Рис. 3. Влияние параметров жидкости разрыва на эффективность многостадийного гидравлического разрыва пласта восточного участка:
 а – влияние полимерной нагрузки; б – влияние количества жидкости разрыва

Необходимо учитывать, что оценку влияния параметров ЖР на эффективность работ в существенной степени затрудняет многообразие применяемых реагентов и их комбинаций. Так, работы с применением биополимера (включая гибридные схемы закачки гуара в комбинации с ПАА) использовались на скважинах 41602g, 418g, на остальных объектах применялись только синтетические ЖР. Всего на сегодняшний день в промышленных условиях опробовано 9 наименований ПАА различных типов: эмульсионные (в том числе в виде обратных эмульсий), суспензионные, сухие и их комбинации.

Опыт выполнения работ на объектах западного и центрального участков позволяет сделать следующий вывод – скважины с лучшими показателями работы характеризуются средне-высоким количеством закачиваемой ЖР приведенной к единице массы использованного РА. Данный факт подтверждает концепцию необходимости максимизации геометрических параметров системы трещин ГРП и дренируемого объема породы в условиях ТриЗ, при этом необходимо соблюдать баланс между используемым объемом жидкости и риском прорыва в нижележащие нецелевые продуктивные интервалы IV пачки. Необходимо отметить, что до сих пор нет четкого представления о геометрических характеристиках создаваемых трещин гидроразрыва в условиях отечественных нетрадиционных коллекторов, а также степени влияния на геометрию трещин объемных, расходных и реологических параметров операций МГРП. Для выявления корреляционных зависимостей, без которых процесс оптимизации проектных решений невозможен, необходимо проведение детальных исследований (микросейсмического мониторинга, использования маркирования проппанта, скважинной телеметрии и некоторых других).

Что касается влияния полимерной нагрузки на последующий дебит, то данный вопрос требует дальнейшего изучения, так как имеющиеся на сегодняшний момент статистические данные не показывают снижения эффективности от геолого-технических мероприятий (ГТМ) с ростом массы закачиваемого в пласт полимера, что косвенно указывает на удовлетворительные эксплуатационные характеристики всех опробованных систем в части очистки пласта от остатков полимера в послеоперационный период. С другой стороны, снижение количества используемого полимерного гелеобразователя позволяет сократить материалоемкость и себестоимость работ, что делает целесообразным работы по дальнейшей оптимизации рецептур жидкостей разрыва. При этом необходимо учитывать, что снижение концентрации полимера ниже определенных критических значений влечет за собой уменьшение несущей способности ЖР, что повышает технологические риски в части транспортировки проппанта через интервал перфорации, призабойную зону пласта и по траектории трещины гидроразрыва вглубь пласта.

Далее выполнен анализ влияния типа РА (кварцевого песка/проппанта), его фракционного состава и удельной закачиваемой массы на эффективность операций МГРП (рис. 4–6).

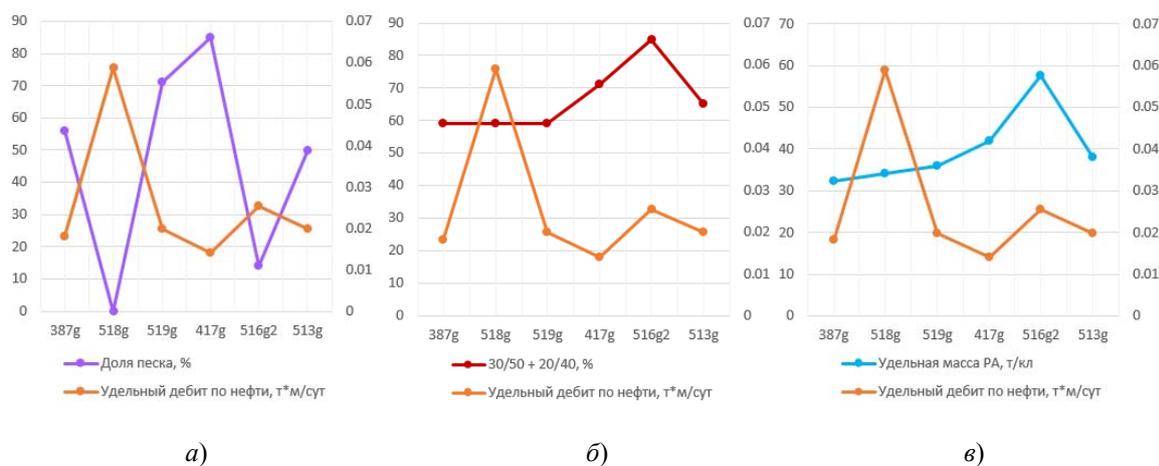


Рис. 4. Влияние параметров расклинивающего агента на эффективность многостадийного гидравлического разрыва пласта западного участка:
 а – влияние типа расклинивающего агента; б – влияние фракции расклинивающего агента; в – влияние количества расклинивающего агента

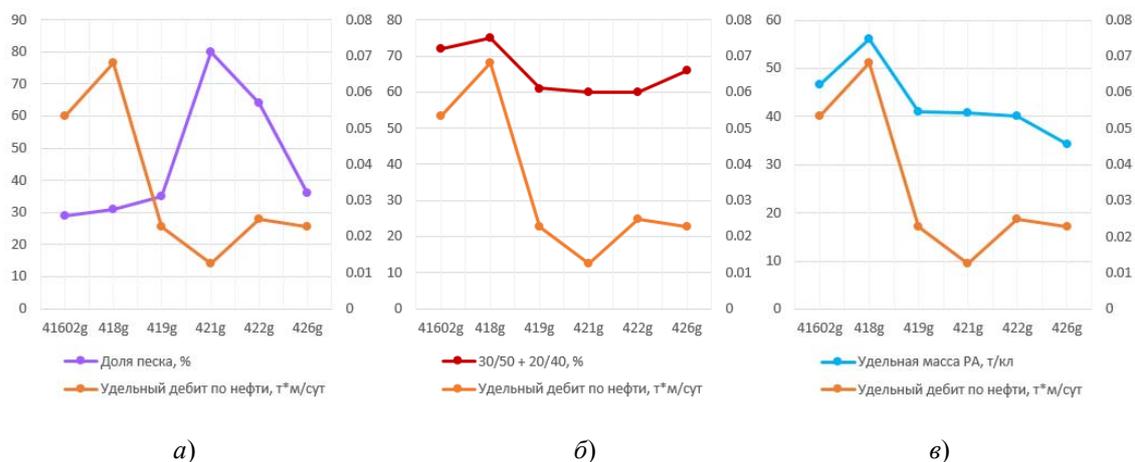


Рис. 5. Влияние параметров расклинивающего агента на эффективность многостадийного гидравлического разрыва пласта центрального участка:
а – влияние типа расклинивающего агента; *б* – влияние фракции расклинивающего агента; *в* – влияние количества расклинивающего агента

Статистические данные центрального участка в целом подтверждают вышеизложенные тезисы: наблюдается обратная корреляция эффективности ГТМ от типа используемого РА (с ростом доли песка в общем объеме закачки снижается удельный показатель добычи), также в некоторой степени совпадают тренды графиков удельной добычи, доли пропантов крупных фракций и удельной массы закачиваемого РА. Однако к анализу данной статистической подборки необходимо подходить с осторожностью; как уже было указано, скважины 419g, 421g, 422g и 426g эксплуатируются в отличных режимах, по сравнению со скважинами 41602g и 418g, что может вносить некоторую погрешность в анализ влияния параметров операций на эффективность ГТМ.

Выполнить анализ влияния параметров операций ГРП в части РА на эффективность ГТМ восточного блока не представляется возможным ввиду малой репрезентативности имеющейся подборки (всего три объекта для сравнения), отсутствия корреляционных зависимостей сравниваемых показателей и невозможности исключения из массива данных «аномальных» событий.

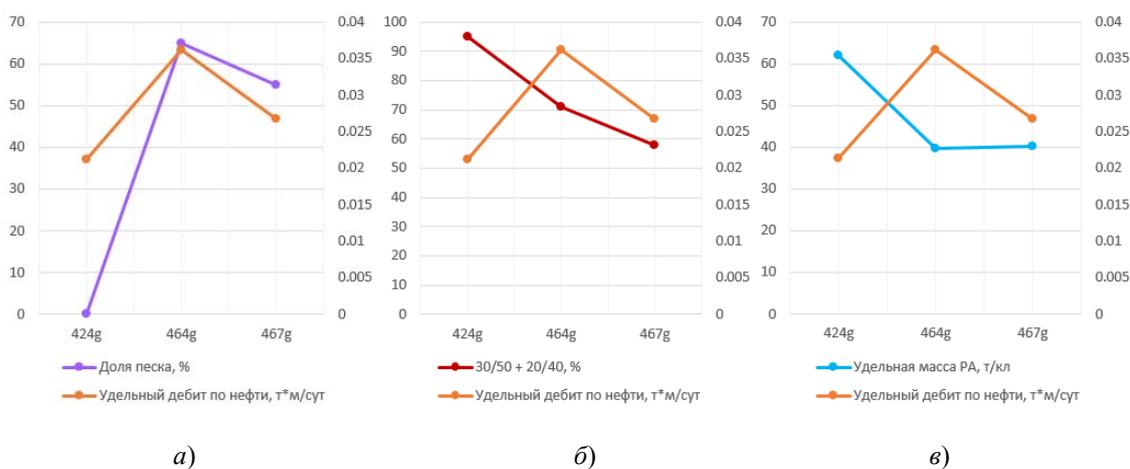


Рис. 6. Влияние параметров расклинивающего агента на эффективность многостадийного гидравлического разрыва пласта восточного участка:
а – влияние типа расклинивающего агента; *б* – влияние фракции расклинивающего агента; *в* – влияние количества расклинивающего агента

Заключение

Анализ опыта освоения отечественных ТрИЗ – задача нетривиальная, осложненная рядом факторов, среди которых можно выделить широкий спектр применяемых химреагентов, материалов и их комбинаций, неравномерность физико-механических и фильтрационно-емкостных параметров коллекторов I–III пачек, наличие нецелевых продуктивных отложений IV пачки, а также различные режимы работы скважин в рамках выделенных участков и по месторождению в целом.

Отсутствие корреляции типа используемой ЖР и удельной полимерной нагрузки на параметры работы скважин косвенно указывает на удовлетворительные эксплуатационные характеристики всех опробованных полимерных систем в части очистки пласта от остатков полимера в послеоперационные период и сохранения матричной проницаемости коллектора. Для оценки влияния реологических параметров ЖР на геометрические параметры трещин гидроразрыва необходимо внедрение методов пост-фрак контроля, в частности – микросейсмического мониторинга работ по МГРП. Без указанных исследований работы по дальнейшему снижению загрузки полимера целесообразно продолжать в целях снижения себестоимости ГТМ.

В ходе работ выявлено наличие неявной корреляционной зависимости удельного объема закачиваемой жидкости разрыва и параметров работы скважин. Так, наиболее продуктивные скважины характеризуются средне-высокими удельными объемами закачки, что косвенно указывает на необходимость максимизации дренируемого объема коллектора путем увеличения его охвата системой создаваемых трещин. Однако данный технологический параметр существенно ограничен близостью нецелевых коллекторов IV пачки петриковского горизонта, прорыв трещин гидроразрыва в которые нежелателен. Таким образом, необходимо найти баланс между объемом создаваемых трещин и сопутствующими технологическими рисками прорыва в нецелевые горизонты. При этом отсутствие или малый объем применяемых в настоящее время технологий пост-фрак контроля при МГРП не позволяют получить достоверные данные о геометрических и объемных параметрах трещин, а также о степени и характере влияния на них расходных и объемных технологических параметров операций, что в значительной степени затрудняет процесс оптимизации имеющихся технологических решений.

В результате анализа удалось выявить выраженную корреляцию типа используемого РА и вводных параметров работы скважин – на объектах западного и центрального участков с увеличением доли кварцевого песка наблюдается снижение параметров последующей работы скважин. Анализ объектов восточного участка невозможен ввиду малого количества объектов и отсутствия корреляционных зависимостей, требуется дальнейшая наработка статистических данных. В тоже время на текущий момент отсутствуют статистические данные о влиянии типа РА на продолжительность эффекта от стимуляции пласта. Таким образом, несмотря на сокращение себестоимости работ по освоению, в долгосрочной перспективе замена керамического РА более дешевым природным материалом способна оказать негативное влияние на экономическую эффективность ГТМ. В данных условиях необходим поиск более прочных кварцевых песков либо путей дополнительного упрочнения уже имеющихся путем их плакирования.

Литература

1. Карташ, Н. К. Основные проблемы повышения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях Беларуси и пути их решения / Н. К. Карташ, Н. А. Демяненко, П. П. Повжик // Нефтяник полесья. – 2012. – № 2. – С. 25–32.

2. Повжик, П. П. Нетрадиционные и трудноизвлекаемые скопления углеводородов в Беларуси / П. П. Повжик, И. Р. Захария, А. А. Шарунов // Нефтяник Полесья. – 2017. – № 2. – С. 78–86.
3. 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.
4. Безгуаровые синтетические гели ГРП – успешная концепция выбора / А. В. Чураков [и др.] // Рос. нефтегазовая техн. конф. SPE, Москва, 12–14 окт. 2020 г. – 2020. – Режим доступа: SPE-202057-RU. – Дата доступа: 14.09.2023.
5. Новое слово в Российском ГРП – низковязкие жидкости на основе синтетических полимеров. Опыт применения на объектах «Газпромнефть-Хантос» / Р. П. Учюев [и др.] // Рос. нефтегазовая техн. конф. SPE, Москва, 12–14 окт. 2020 г. – М., 2020. – Режим доступа: SPE-201825-RU. – Дата доступа: 14.09.2023.
6. Introduction of Novel Alternative to Guar-Based Fracturing Fluid for Russian Conventional Reservoirs / A. Loginov [et al.] // Russian Petroleum Technology Conference SPE, Moscow, 22–24 Oct. 2019. – М., 2019. – Режим доступа: SPE-196971-MS. – Дата доступа: 14.09.2023.
7. Демяненко, Н. А. Технологии интенсификации добычи нефти. Перспективы и направления развития / Н. А. Демяненко, П. П. Повжик, Д. В. Ткачев. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2021. – 271 с.
8. Кудряшов, С. И. Гидроразрыв пласта как способ разработки низкопроницаемых коллекторов / С. И. Кудряшов, С. И. Бачин, И. С. Афанасьев // Нефтяное хоз-во. – 2006. – № 7. – С. 80–83.
9. Кадыров, Р. Р. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах с использованием полимерных материалов / Р. Р. Кадыров. – Казань : Изд-во «ФЭН» Аккад. наук Респ. Татарстан, 2007. – 424 с.
10. Киселев, К. А. Сущность и основные аспекты применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта // Вестн. науки. – 2020. – № 6 (27). – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/suschnost-i-osnovnyye-aspekty-primeneniya-tehnologii-mnogostadiynogo-gidrorazryva-plasta>. – Дата доступа: 03.09.2023.
11. Юнгмейстер, Д. А. Обоснование параметров погружного пневмоударника бурового станка для регулирования скорости бурения потока / Д. А. Юнгмейстер, А. И. Исаев, Е. Е. Гасымов // Горный журн. – 2022. – № 7. – С. 72–77. <https://doi.org/10.17580/gzh.2022.07.12>
12. Алтунина, Л. К. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов // Успехи химии. – 2007. – № 10 (76). – С. 1034–1052.
13. Шувалов, С. А. Применение полимерных реагентов для увеличения нефтеотдачи пласта и водоизоляции / С. А. Шувалов, В. А. Винокуров, В. Н. Хлебников // Тр. Рос. гос. ун-та нефти и газа им. И. М. Губкина. – 2013. – № 4 (273). – С. 98–107.
14. Шипилов, А. И. Исследования вязкоупругих и пескоудерживающих свойств жидкости гидроразрыва пласта на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ / А. И. Шипилов, Е. В. Крутихин, О. Ш. Гоголишвили // Нефтепромысловое дело. – 2019. – Т. 509, № 5. – С. 17–23.
15. Обзор рынка полиариаламида (ПАА) в России : отчет. – М. : Инфолайн, 2023. – 101 с.

16. Сладовская, О. Ю. Применение коллоидных систем для увеличения нефтеотдачи пластов / О. Ю. Сладовская, Н. Ю. Башкирцева, Д. А. Куряшов // Вестн. Казан. технол. ун-та. – 2010. – № 10. – С. 585–591.
17. Совершенствование методов планирования работ по повышению нефтеотдачи пластов / А. Н. Куликов [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 7–8. – С. 32–41.

References

1. Kartash N. K., Demyanenko N. A., Povzhik P. P. The main problems of enhanced oil recovery at the oil fields of Belarus and ways to solve them. *Neftyanik poles'ya*, 2012, no. 2, pp. 25–32 (in Russian).
2. Povzhik P. P., Zakharya I. R., Sharunov A. A. Non-traditional and hard-to-recover accumulations of hydrocarbons in Belarus. *Neftyanik poles'ya*, 2017, no. 2, pp. 78–86 (in Russian).
3. Povzhik P. P. Improving the efficiency of development of hard-to-recover and unconventional reserves of the Pripyat trough deposits by introducing a systematic approach. *Neftyanik poles'ya*, 2019, no. 2, pp. 64–70 (in Russian).
4. Churakov A. V., Pichugin M. N., Faizullin I. G., Gainetdinov R. R. Guar-free synthetic hydraulic fracturing gels—a successful concept of choice. *Ros. neftegazovaya tekhn. konf. SPE, Moskva, 12–14 okt. 2020 g.* [SPE Russian Oil and Gas Technical Conference, October 12–14, 2020]. Moscow, 2020. Available at: SPE-202057-RU (accessed 14.09.2023) (in Russian).
5. Uchuev R. P., Prutsakov A. S., Chebykin N. V., Pavlova S. R., Valnev D. A., Loginov A. V., Danilevich E. V. A new word in Russian hydraulic fracturing – low-viscosity fluids based on synthetic polymers. Application experience at Gazpromneft-Khantos facilities. *Ros. neftegazovaya tekhn. konf. SPE, Moskva, 12–14 okt. 2020 g.* [SPE Russian Oil and Gas Technical Conference, October 12–14, 2020]. Moscow, 2020. Available at: SPE-201825-RU (accessed 14.09.2023) (in Russian).
6. Loginov A., Pavlova S., Olennikova O., Fedorov A., Lomovskaya I. Introduction of Novel Alternative to Guar-Based Fracturing Fluid for Russian Conventional Reservoirs. *Russian Petroleum Technology Conference SPE, Moscow, 22–24 Oct. 2019.* Moscow, 2019. Available at: SPE-196971-MS (accessed 14.09.2023).
7. Demyanenko N. A., Povzhik P. P., Tkachev D. V. *Technologies for intensifying oil production. Prospects and directions of development.* Gomel, Gomel'skii gosudarstvennyi tekhnicheskii universitet im. P.O.Sukhogo, 2021. 271p. (in Russian).
8. Kudryashov S. I., Bachin S. I., Afanasiev I. S. Hydraulic fracturing as a way to develop low-permeability reservoirs. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 2006, no. 7, pp. 80–83 (in Russian).
9. Kadyrov R. R. *Repair and insulation work in wells using polymeric materials.* Kazan, "FEN" Publ., Akademiya nauk Respubliki Tatarstan, 2007. 424 p. (in Russian).
10. Kiselev K. A. The essence and main aspects of the application of multi-stage hydraulic fracturing technology. *Vestnik nauki*, 2020, no. 6 (27). Available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/suschnost-i-osnovnye-aspekty-primeneniya-tehnologii-mnogostadiynogo-gidrorazryva-plasta> (accessed 09.03.2023) (in Russian).
11. Yungmeister D. A., Isaev A. I., Gasymov E. E. Substantiation of dth air drill hammer parameters for penetration rate adjustment using air flow. *Gornyi Zhurnal*, 2022, no. 7, pp. 72–77 (in Russian). <https://doi.org/10.17580/gzh.2022.07.12>

12. Altunina L. K., Kuvshinov V. A. Physical and chemical methods of increasing oil recovery from oil fields. *Uspekhi khimii*, 2007, no. 10 (76), pp. 1034–1052 (in Russian).
13. Shuvalov S. A., Vinokurov V. A., Khlebnikov V. N. Application of polymeric reagents for enhanced oil recovery and water isolation. *Tr. Ros. gos. un-ta nef'ti i gaza im. I. M. Gubkina = Proceedings of the Russian State University of Oil and Gas named after I. M. Gubkin*, 2013, no. 4 (273), pp. 98–107 (in Russian).
14. Shipilov A. I., Krutikhin E. V., Gogolishvili O. Sh. Studies of viscoelastic and sand-retaining properties of hydraulic fracturing fluid based on viscoelastic surfactants. *Neftepromyslovoye delo = Oilfield engineering*, 2019, vol. 509, no. 5, pp. 17–23 (in Russian).
15. *Overview of the market of polyarylamide (PAA) in Russia*. Moscow, Infomine, 2023. 101 p. (in Russian).
16. Sladovskaya O. Yu., Bashkirtseva N. Yu., Kuryashov D. A. Application of colloidal systems to increase oil recovery. *Vestnik Kazanskogo tehnologicheskogo universiteta = Herald of technological university*, 2010, no. 10, pp. 585–591 (in Russian).
17. Kulikov A. N., Magadova L. A., Silin M. A., Eliseev D. Yu. Improving methods for planning work to improve oil recovery. *Territorija neftegaz*, 2016, no. 7–8, pp. 32–41 (in Russian).

Поступила 04.09.2023 г.