

УДК 622.276.4(476)

ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ЗАДАЧ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

А. В. МИНАКОВ, А. Ю. КРАВЧЕНКО, Я. А. МАЙЛАТ, С. Н. ВОРОБЬЕВА

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

Аннотация. Рассмотрена методика расчета оптимального дебита скважины после проведения гидро-разрыва пласта для минимизации негативного влияния выноса проппанта из трещин гидроразрыва. Проведена оценка достоверности предложенной методики. С помощью гидродинамической модели определено влияние проницаемости расклинивающих агентов на продуктивность скважины и накопленную добычу. Осуществлена оценка экономической эффективности при замене типа расклинивающего агента.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, вынос проппанта, гидродинамическая модель, трещина, расклинивающий агент, критический дебит.

Для цитирования. Возможность применения гидродинамических моделей для решения промысловых задач при проведении гидроразрыва пласта / А. В. Минаков, А. Ю. Кравченко, Я. А. Майлат, С. Н. Воробьева // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 1 (2). – С. 38–49.

THE POSSIBILITY OF APPLYING HYDRODYNAMIC MODELS FOR SOLVING FIELD PROBLEMS DURING HYDRAULIC FRACTURING

A. V. MINAKOV, A. Yu. KRAVCHENKO, Ya. A. MAYLAT, S. N. VOROBYEVA

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

Annotation. A method for calculating the optimal flow rate of a well after hydraulic fracturing is considered to minimize the negative impact of proppant removal from fracturing cracks. The reliability of the proposed methodology has been assessed. Using a hydrodynamic model, the impact of proppant permeability on well productivity and cumulative production was determined. An assessment of economic efficiency was carried out for replacing the type of proppant.

Keywords: hydraulic fracturing, proppant removal, hydrodynamic model, fracture, proppant, critical flow rate.

For citation. Minakov A. V., Kravchenko A. Yu., Maylat Ya. A., Vorobyeva S. N. The possibility of applying hydrodynamic models for solving field problems during hydraulic fracturing. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 1 (2), pp. 38–49 ((in Russian).

Введение. Среди факторов, снижающих эффективность гидроразрыва пласта (ГРП), наибольшую опасность для снижения продуктивности скважин представляет вынос проппанта из трещины [1]. После выноса проппанта трещина теряет способность поддерживать необходимую проводимость, что приводит к уменьшению продуктивности пласта [2]. Помимо этого незакрепленные частицы расклинивающего материала, поступая совместно с добываемым флюидом в скважину, могут привести к повреждению насосного оборудования и иным технологическим осложнениям [3, 4]. Однако на текущий момент не существует принятой рабочей методики, которая бы позволила описать процесс взаимодействия частиц расклинивающего агента в пла-

стовых условиях, а состояние в пласте за пределами ствола скважины имеет неопределенности, которые невозможно решить в условиях проведения лабораторных испытаний.

Ежегодно РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» увеличивает количество проводимых ГРП, наращивает их стадийность и агрессивность что, в свою очередь, ведет к увеличению вероятности выноса расклинивающего агента из пласта и указывает на необходимость создания аналитической модели выноса проппанта.

Цель работы. Разработка гидродинамических моделей для решения промышленных задач с учетом влияния проницаемости различных материалов на продуктивность скважины при проведении гидроразрыва пласта.

Анализ существующих методик оценки выноса проппанта. На первом этапе в работе проанализированы зарубежные исследования по анализу и расчету выноса проппанта. Были выделены три основные методики: модель Уэджа, модель Кэнона [5] и модель В. А. Васильева [6]. Однако в связи с высокой неопределенностью закладываемых параметров модели Кэнона и Уэджа после апробирования далее не использовались.

Модель В. А. Васильева основывается на теории псевдосжижения сыпучих материалов (превращения слоя зернистого материала под влиянием восходящего потока в систему, в которой частицы находятся во взвешенном состоянии) и используется для описания процесса пескования скважин, эксплуатирующих слабо сцементированные пласты. Условие выноса проппанта из трещины гидроразрыва определяется критическим дебитом пластовой жидкости при ее фильтрации. Когда фактический дебит жидкости превышает критическое значение, начинается вынос проппанта из трещины.

Критический дебит рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{крит}} = \frac{K_a g (\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{ф}}) K_{\text{проп}} G_{\text{пр}} n_{\text{тр}}}{\mu_{\text{ж}} l_{\text{тр}} \rho_{\text{нас}}},$$

где K_a – коэффициент упаковки проппанта; $\rho_{\text{п}}$ – плотность зерна проппанта; $\rho_{\text{ф}}$ – плотность флюида; $K_{\text{проп}}$ – проницаемость проппанта; $G_{\text{пр}}$ – вес закачанного проппанта; $n_{\text{тр}}$ – число трещин; $\mu_{\text{ж}}$ – вязкость жидкости; $l_{\text{тр}}$ – длина трещины; $\rho_{\text{нас}}$ – насыпная плотность проппанта.

В результате расчетов по аналитической модели В. А. Васильева для условий месторождений Припятского прогиба построен график, описывающий закономерности изменения критического дебита скважины от изменения входных параметров (рис. 1).

К увеличению критического дебита приводят истинная плотность проппанта, коэффициент упаковки проппанта и его проницаемость (увеличение данных параметров ведет практически к линейному росту критического дебита). Наибольшее влияние на критический дебит скважины оказывает истинная плотность проппанта.

При этом ожидаемый дебит после проведения многостадийного ГРП разделяется равными долями между всеми трещинами. Для учета геометрической неоднородности трещин используется методика предельного потенциала, на основе которой рассчитывается проводимость системы «матрица – трещина», и это позволяет рассчитать долю участия каждой трещины в добыче пластового флюида.

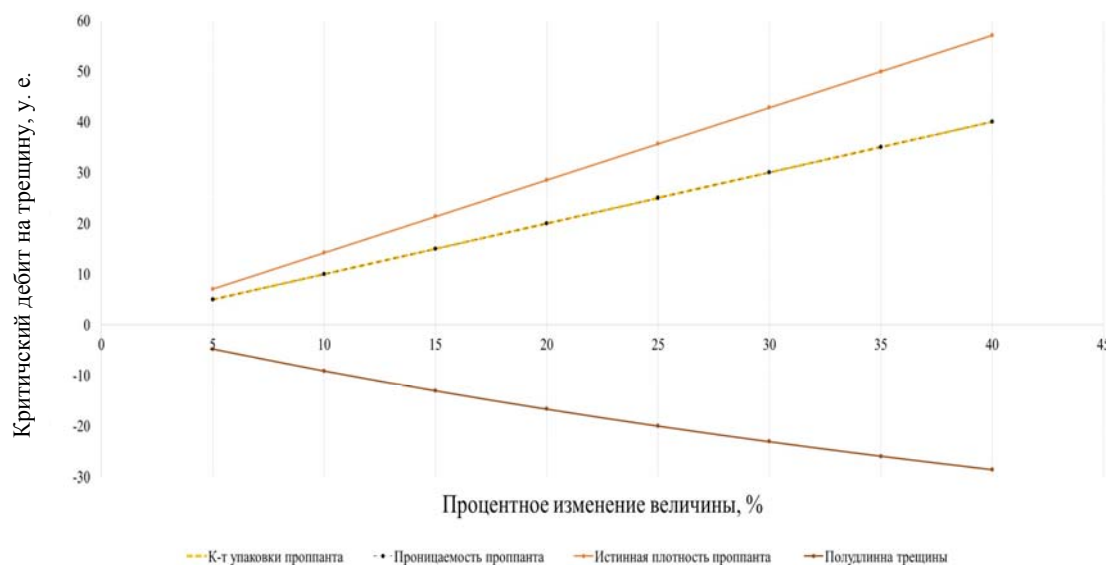


Рис. 1. График изменения процентной величины критического дебита в зависимости от контролируемых параметров

Fig. 1. Graph of change in critical flow rate depending on controlled parameters

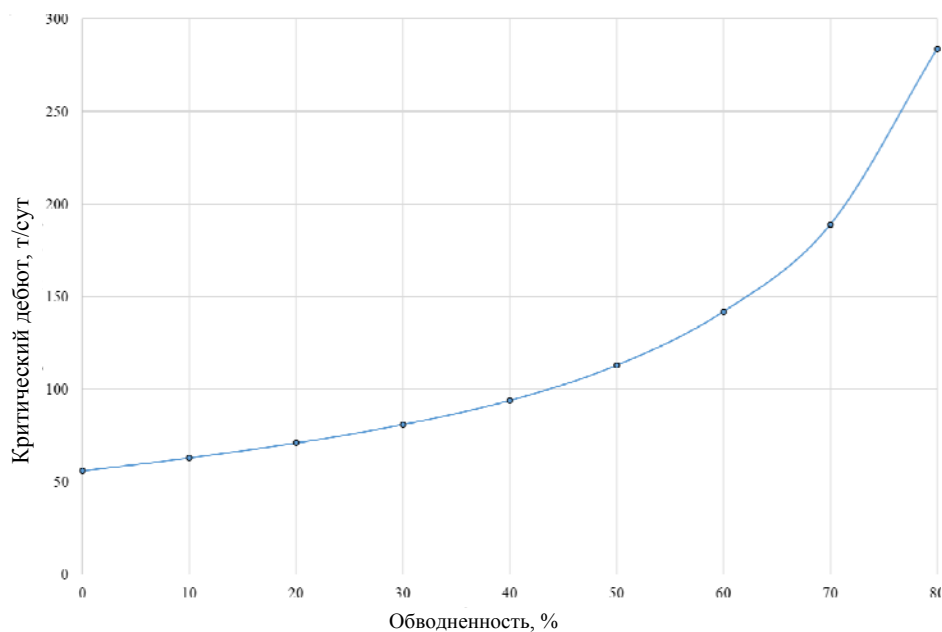
Также стоит отметить, что существенное влияние на критический дебит скважины оказывает вязкость добываемого флюида, которая связана с обводненностью. Было установлено, что при увеличении обводненности пластового флюида происходит увеличение критического дебита (при условии добычи высоковязких нефтей, при росте обводненности вязкость добываемого флюида – смеси снижается, поскольку вязкость нефти значительно больше вязкости воды).

На рис. 2, а представлено изменение критического дебита от обводненности для ланско-старооскольской залежи западного блока Речицкого месторождения, где вязкость нефти превышает вязкость воды в 3,5 раза.

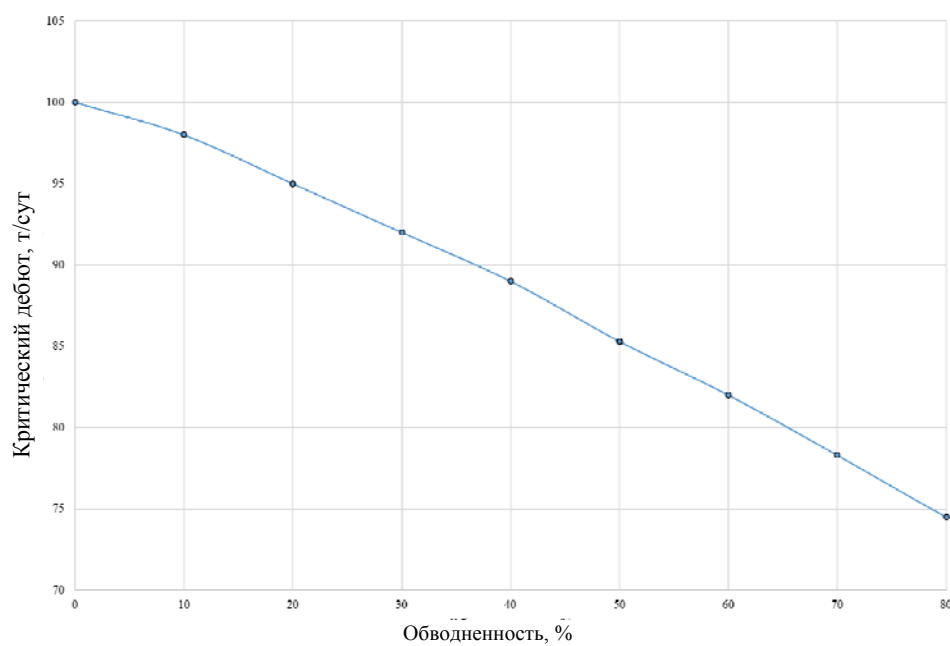
Обратный эффект можно заметить на месторождениях, где добывается нефть с низкой вязкостью, в частности, Некрасовское месторождение с подсолевой залежью (рис. 2, б), для которых в пластовых условиях вязкость нефти – меньше вязкости воды в 1,7 раза.

Пример практического использования метода для освоения скважины 445g Речицкого месторождения методом 27-стадийного МГРП по технологии «Plug&Perf» приведен на рис. 3, 4.

В соответствии с дизайн-проектом вынос проппанта следует ожидать по первому кластеру 26 стадии (рис. 3). При нулевой обводненности критический дебит по скважине составит $35 \text{ м}^3/\text{сут}$ ($31 \text{ т}/\text{сут}$), критический дебит (ось у на рис. 3) по первому кластеру 26 стадии будет равен $0,62 \text{ м}^3/\text{сут}$.



а)



б)

Рис. 2. Влияние обводненности на критический дебит на месторождениях с различной вязкостью добываемой жидкости:
а – Речицкое месторождение нефти; б – Некрасовское месторождение нефти.

Fig. 2. The influence of water cut on critical flow rate at fields with different viscosity of extracted liquid:
a – Rechitsa oil field; b – Nekrasovskoye oil field



Рис. 3. Критический дебит жидкости по стадиям для скважины 445g Речицкого месторождения, при котором вероятен вынос проппанта

Fig. 3. Critical fluid flow rate by stages for well 445g of Rechitskoye oil field, at which proppant removal is probable

При возможном изменении входной обводненности скважины от 0 до 80 % критический дебит скважины, при котором начинается вынос проппанта, изменяется от 35 до 241 м³/сут (рис. 4).

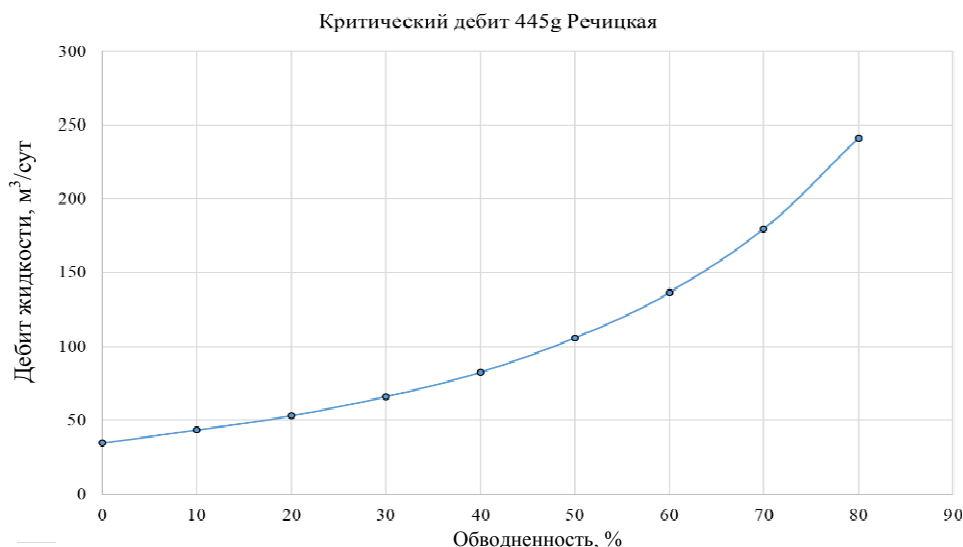


Рис. 4. Зависимость критического дебита жидкости, при котором вероятен вынос проппанта, от начальной обводненности продукции по скважине 445g Речицкого месторождения

Fig. 4. Dependence of critical liquid flow rate, at which proppant removal is probable, on initial water cut of production in well 445g of Rechitskoye field

Таким образом, мы предлагаем аналитическую модель, которая позволяет оценить значение критического дебита скважины (максимальное предельное значение) после ее освоения методом ГРП (включая технологию разрядки скважины), при котором вынос расклинивающего агента из скважины маловероятен/не произойдет. Методика В. А. Васильева позволяет наиболее точно рассчитать критический дебит скважины.

На основе проведенных исследований было установлено (рис. 5), что модель с большой долей вероятности позволяет предсказать вынос проппанта из скважины. Исходя из рис. 5 можно отметить, что имеется большое количество скважин, по которым произошел фактический вынос проппанта. Подробные результаты представлены в таблице.

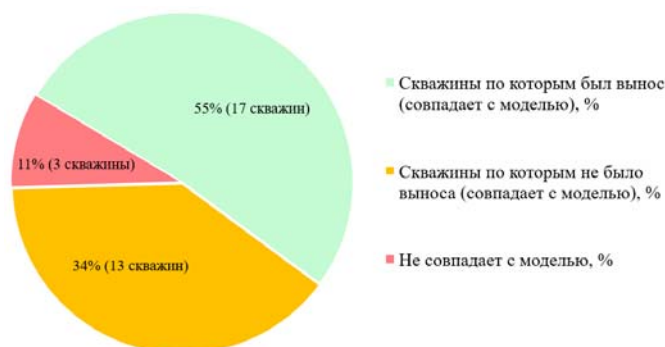


Рис. 5. Анализ совпадения модельных и фактических данных по выносу расклинивающего агента

Fig. 5. Analysis of the coincidence of model and actual data on the removal of proppant agent

Результаты применения аналитической модели по скважинам с многостадийным гидроразрывом пласта

Results of applying the analytical model to wells with multistage hydraulic fracturing

Но- мер	Сква- жина	Месторож- дение	Залежь	Соответ- ствие факта с прогно- зом	Нали- чие выно- са агента	Дебит флюида, факт, т/сут	Критиче- ский дебит флюида, прогноз, т/сут	Примечание
1	57g	Северо- Домановичская	zd(ton)	+	—	151	162	Отсутствие выноса
2	66g	Северо- Домановичская	zd(trm-ton)	+	+	83	80	Вынос, 76 % – проппант; 24 % – песок
3	77g	Северо- Домановичская	el-zd	+	—	57	75	Отсутствие выноса
4	81g	Северо- Домановичская	el-zd	+	—	71	90	Отсутствие выноса
5	163g	Мармовичская	el-zd (II блок)	+	—	96	110	В 1-й НКТ от ЭЦН осадок (проп- пант + АСПО)
6	103n	Барсуковская	ln-st	+	+	60	58	Вынос, 80 % – проппант; 20 % – песок
7	110	Барсуковская	ln-st	+	—	70	81	Отсутствие выноса
8	112	Барсуковская	ln-st	+	—	48	58	Отсутствие выноса

Окончание

Но- мер	Сква- жина	Месторож- дение	Залежь	Соответ- ствие факта с прогно- зом	Нали- чие выно- са агента	Дебит флюида, факт, т/сут	Критиче- ский дебит флюида, прогноз, т/сут	Примечание
9	310	Речицкая	I–III пачки	+	+	84	78	Вынос, 1200 л
10	255	Речицкая	ln-st	+	–	69	75	Отсутствие выноса
11	385	Речицкая	ln-st зап	+	+	25	22	Вынос, 4755 л
12	387g	Речицкая	I–III пачки	+	+	98	90	Отмыто 500 л проппанта
13	411g	Речицкая	I–III пачки	+	+	93	87	45 % – проппант; 55 % – песок, вынос 80 л
14	418g	Речицкая	I–III пачки	+	+	297	250	Вынос > 200 л
15	419g	Речицкая	I–III пачки	+	+	142	130	7 % – проппант; 93 % – песок, вынос – 90 л проппанта
16	420g	Речицкая	I–III пачки	+	–	245	250	
17	464g	Речицкая	I–III пачки	+	–	156	160	
18	518g	Речицкая	I–III пачки	–	–	145	140	
19	519g	Речицкая	I–III пачки	+	+	298	285	Вынос, 160 л проппанта
20	523n	Речицкая	ln-st	+	–	25	30	
21	529n	Речицкая	ln-st	–	–	38	34	
22	533n	Речицкая	V	–	–	29	26	
23	41602g	Речицкая	I–III пачки	+	+	132	120	Вынос, 330 л проппанта
24	516	Речицкая	I–III пачки	+	+	325	300	Вынос, 700 л проппанта
25	467	Речицкая	I–III пачки	+	+	317	306	Вынос, 470 л проппанта
26	424g	Речицкая	I–III пачки	+	–	203	217	
27	469	Речицкая	I–III пачки	+	–	110	122	
28	464g	Речицкая	I–III пачки	+	–	156	170	
29	422g	Речицкая	I–III пачки	+	+	142	132	Вынос, проппант – 489 л
30	255	Речицкая	ln-st	+	–	26	30	Отсутствие выноса

Один из возможных процессов, который приводит к выносу проппанта – разрядка скважины, проводимая после ГРП [7]. Основным негативным фактором данной операции является резкое увеличение гидродинамического потока. Данный эффект обусловлен большой разницей значений проницаемости между пластом и проппантом, который и приводит к большому перепаду давлений «пласт – трещина».

Также на вынос проппанта влияет разница пластового давления в трещине ГРП и стволе скважины и разница давлений в трещине и матрице в залежи. Большая депрес-

сия создает большую скорость движения флюида при выходе из матрицы в трещину, а затем из трещины в ствол скважины.

Известно, что в качестве замены керамического проппанта могут использоваться природные материалы [8]. Указанная взаимозаменяемость связана с тем, что структура песка аналогична структуре частиц проппанта и с тем, что природный материал способен поддерживать аналогичные фильтрационные свойства в объеме созданных трещин. Однако частицы песка имеют различную форму и меньшую прочность по сравнению с проппантами, которые могут оказывать негативное влияние на проницаемость, а следовательно, – на продуктивность скважины. Помимо этого, в пластовых условиях может произойти повреждение и дробление частиц природных агентов в трещине, которые также окажут негативное влияние на работу скважины. Но, с другой стороны, замена проппанта на песок, проницаемость которого в несколько раз ниже, может способствовать решению и вышеописанной проблемы – предотвратить вынос расклинивающего агента из ПЗП в скважину. В связи с этим были проведены исследования по влиянию проницаемости различных материалов на продуктивность скважины.

Для оценки этого влияния была проведена серия расчетов на гидродинамических моделях в симуляторе tNavigator посредством создания виртуальной трещины. За основу была принята секторная модель по скважине 57g Северо-Домановичской, в которой проводился ГРП (рис. 6).

На гидродинамической модели были рассчитаны 9 вариантов с различной проницаемостью расклинивающего материала. Проницаемость изменялась в пределах от 4 Дарси – песок (что соответствует песку ГОК Западно-Хотиславского месторождения фракции 40/70 со степенью разрушения 70 % [9]) до 2200 Дарси (проницаемость проппанта Carbo Pro фракции 12/18 [10]).

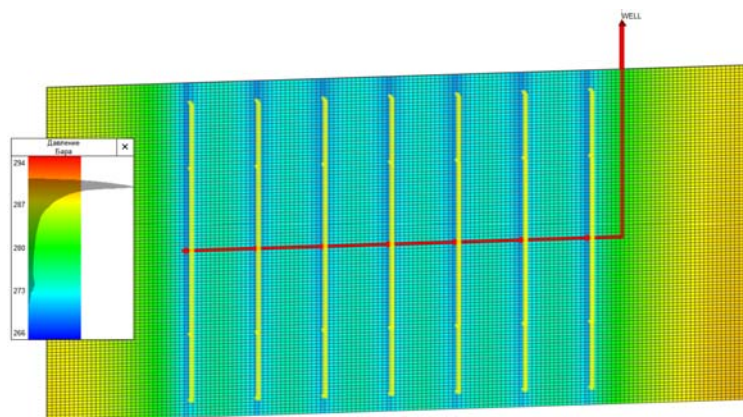


Рис. 6. Распределение пластового давления и расположение трещин гидроразрыва пласта в разрезе по стволу скважины 57g Северо-Домановичской на секторной модели

Fig. 6. Distribution of reservoir pressure and location of hydraulic fractures in the section along the wellbore 57g of the Severo-Domanovichskoye oil field on a sector model

Разница в накопленной добыче нефти за два года при использовании для ГРП расклинивающего агента с минимальной и максимальной проницаемостями составит 23 % (рис. 7). Исходя из диаграммы накопленной добычи нефти на рис. 7 видно, что при увеличении проницаемости агента более 60 Дарси темп роста накопленной добычи значительно снижается.

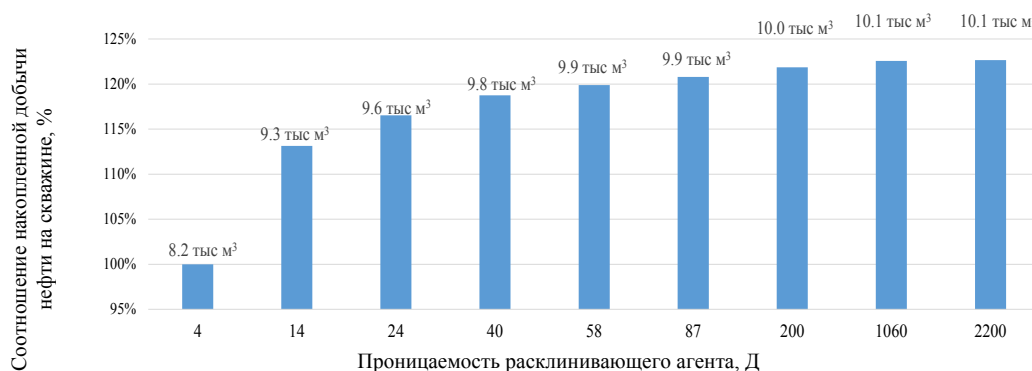


Рис. 7. Сравнение накопленной добычи нефти после гидроразрыва пласта для различных значений проницаемости проппанта

Fig. 7. Comparison of cumulative oil production after hydraulic fracturing for different proppant permeability values

Разница в продуктивности скважины отражена на рис. 8, где представлен дебит за первый месяц эксплуатации скважин после ГРП при использовании наиболее часто применяемых расклинивающих агентов. Как видно из графика (рис. 8), увеличение проницаемости после значений в 30 Дарси приводит к росту начального дебита не более, чем на 10 %.

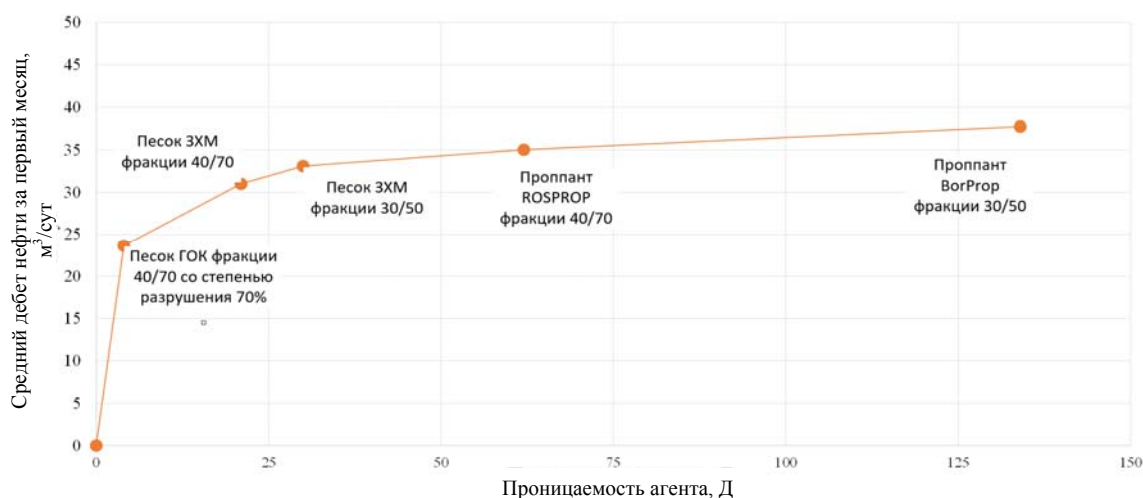


Рис. 8. Начальный дебит скважины при различной проницаемости агента

Fig. 8. Initial flow rate of a well with different agent permeability

При замене керамического проппанта на песок экономическая эффективность при проведении ГРП на одну стадию составит до 6000 BYN за счет разницы стоимости материалов. Экономия на одну стадию при сравнении песка ЗХМ фракции 30/50 с проппантом BorProp фракции 30/50 будет равна 3800 BYN (рис. 9). Замена расклинивающего агента на менее проницаемый снизит накопленную добычу нефти, но с учетом заметной разницы в стоимости применение песка экономически целесообразнее, что подтверждается аналогичными исследованиями в мировой практике [11].

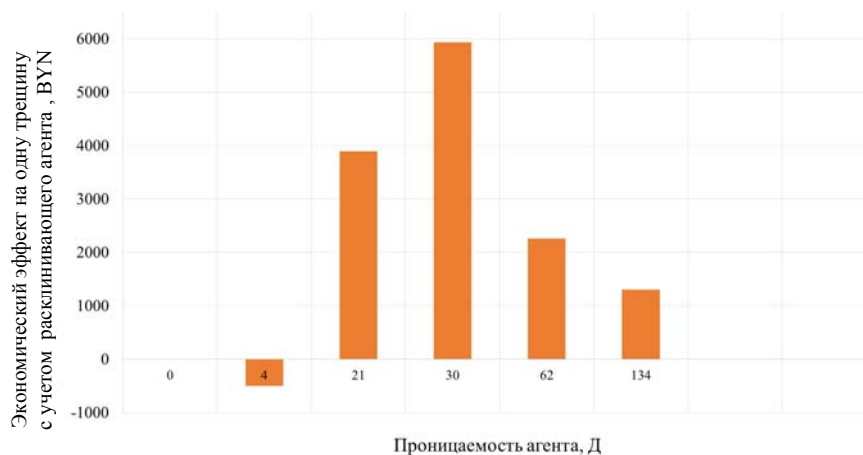


Рис. 9. Начальный дебит скважины при различной проницаемости расклинивающего агента

Fig. 9. Initial well flow rate with different proppant permeability

Помимо этого одним из основных преимуществ замены проппанта песком является снижение вероятности выноса проппанта. Данный эффект достигается за счет естественного уменьшения проницаемости, что и приводит к снижению пиковых значений дебита согласно формуле Васильева.

Закключение. Среди существующих методик по определению выноса проппанта при проведении ГРП наиболее подходящей для применения в условиях эксплуатации месторождений Припятского прогиба является модель В. А. Васильева. Представленная аналитическая модель имеет высокую сходимость с фактическими данными по выносу расклинивающих материалов (песка и проппанта) после проведения ГРП при последующей эксплуатации скважин. Таким образом, рекомендуется использование данной модели для прогнозирования выноса песка/проппанта из скважин Припятского прогиба.

Отметим, что применение в качестве расклинивающего агента песка вместо проппанта приводит к незначительному снижению накопленной добычи нефти, однако позволяет снизить стоимость освоения за счет более низкой стоимости песка.

Литература

1. Кейбал, А. А. О причинах обратного выноса проппанта в ствол скважины после гидроразрыва продуктивного пласта / А. А. Кейбал // Бурение и нефть. – 2009. – № 11. – С. 67–72.
2. Бобков, Д. О. Проблемы, возникающие при проведении ГРП, и возможности их решения / Д. О. Бобков // Современные научные исследования и инновации. – 2017. – № 7. – URL: <https://web.snauka.ru/issues/2017/07/84111>.
3. Потенциал технологий закрепления проппанта для повышения эффективности ГРП / О. В. Акимов, В. Н. Гусаков, В. В. Мальцев, Д. Л. Худяков // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 11. – С. 31–33.
4. Верисокин, А. Е. Сокращение сроков освоения скважины после проведения гидроразрыва пласта / А. Е. Верисокин // Наука. Инновации. Технологии. – 2018. – № 3. – URL: <https://scienceit.elpub.ru/jour/article/view/184>.
5. Avoiding Proppant Flowback in Tight-Gas Completions with Improved Fracture Design / Javier M. Canon, Diego J. Romero, Tai T. Pham, Peter P. Valko // SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, 5–8 Oct. 2003. – SPE 84310.

6. Войтехин, О. Л. Технологические подходы к оптимизации темпа разработки трудно-извлекаемых запасов нефтяного месторождения / О. Л. Войтехин, А. Б. Невзорова // Вестник Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого. – 2023. – № 3 (94). – С. 67–79.
7. Анализ технико-технологических решений заканчивания горизонтальных скважин путем проведения МГРП / В. В. Никишин, П. А. Блинов, В. Г. Гореликов, А. В. Зорин // Деловой журнал «Neftegaz.RU». – 2024. – № 1. – Р. 52–59.
8. Аprobация 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.
9. Оценка возможности применения карьерных песков Республики Беларусь в качестве расклинивающих агентов ГРП / А. Л. Богданов, М. В. Казак, А. В. Мельгуй [и др.] // Поиск и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. : в 2 т. Т. 2 / БелНИПИ-нефть ; сост.: А. Г. Ракутько, А. А. Кудряшов, А. С. Грудинин. – Минск, 2022. – Вып. 10. – С. 48–57.
10. Сравнительный анализ эффективности ГРП с проппантом и ГРП с кварцевым песком // И. Т. Мищенко, М. А. Мохов, И. Н. Стрижов [и др.] // Нефть, газ и бизнес. – 2008. – № 8. – С. 51–58.
11. Ямкин, М. А. Оценка соответствия результатов компьютерного моделирования притока жидкости к трещине гидроразрыва пласта реальным данным / М. А. Ямкин, Е. У. Сафиуллина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – № 3 (333). – С. 26–32. – DOI 10.18799/24131830/2023/3/3919

References

1. Keibal A. A. On the causes of proppant flowback into the wellbore after hydraulic fracturing of the productive formation. *Burenie i nef't' = Drilling and Oil*, 2009, no. 11, pp. 67–72 (in Russian).
2. Bobkov D. O. Problems arising during hydraulic fracturing and the possibilities of their solution. *Sovremennye nauchnye issledovaniya i innovatsii = Modern scientific research and innovation*, 2017, no. 7. Available at: <https://web.snauka.ru/is-sues/2017/07/84111> (in Russian).
3. Akimov O. V., Gusakov V. N., Maltsev V. V., Khudyakov D. L. Potential of proppant fixation technologies to improve the efficiency of hydraulic fracturing. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 2008, no. 11, pp. 31–33 (in Russian).
4. Verisokin A. E. Reducing the time of well development after hydraulic fracturing. *Nauka. Innovatsii. Tekhnologii = Science. Innovations. Technologies*, 2018, no. 3. Available at: <https://scienceit.elpub.ru/-jour/article/view/184> (in Russian).
5. Javier M. Canon, Diego J. Romero, Tai T. Pham, Peter P. Valko. Avoiding Proppant Flowback in Tight-Gas Completions with Improved Fracture Design. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, 5–8 October 2003*. Colorado, 2003. SPE 84310.
6. Vojtekhin O. L., Nevzorova A. B. Technological approaches to optimizing the rate of development of hard-to-recover reserves of an oil field. *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta imeni P. O. Suhogo*, 2023, no. 3, pp. 67–79 (in Russian).
7. Nikishin V. V., Blinov P. A., Gorelikov V. G., Zorin A. V. Analysis of technical and technological solutions for completing horizontal wells by conducting multi-stage hydraulic fracturing. *Delovoi zhurnal "Neftegaz.RU" = Business magazine "Neftegaz.RU"*, 2024, no. 1, pp. 52–59 (in Russian).
8. Voitekhin O. L., Lyamar 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. *Nuftyanoi inzhiring = Oil and gas engineering*, 2024, no. 1 (1), pp. 8–16 (in Russian).
9. Bogdanov A. L., Kazak M. V., Mel'guy A. V., Rakul'ko A. G., Tkachev D. V. Evaluation of the Possibility of Using Quarry Sands of the Republic of Belarus as Propping Agents for Hydraulic

- Fracturing. *Poisk i osvoenie neftyanykh resursov Respubliki Belarus': sb. nauch. Trudov.* [Prospecting and Development of Oil Resources of the Republic of Belarus: Collection of scientific papers]. Minsk, BelNIPIneft', 2022, vol. 2, iss. 10, pp. 48–57 (in Russian).
10. Mishchenko I. T., Mokhov M. A., Strizhov I. N., Ibatulin T. R., Magadova L. A., Tsykin I. V. Comparative Analysis of the Efficiency of Hydraulic Fracturing with Proppant and Hydraulic Fracturing with Quartz Sand. *Neft', gaz i biznes = Oil, Gas and Business*, 2008, no. 8, pp. 51–58 (in Russian).
 11. Yamkin M. A., Safiullina E. U. Evaluation of the Conformity of the Results of Computer Modeling of Fluid Inflow to a Hydraulic Fracture with Real Data. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Georesources Engineering*, 2023, no. 3 (333), pp. 26–32 (in Russian). DOI 10.18799/24131830/2023/3/3919

Информация об авторах

Минаков Александр Викторович – инженер первой 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: A.Minakov@beloil.by.

Кравченко Александр Юрьевич – 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: Al.Y.Kravchenko@beloil.by

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.

Воробьева Светлана Николаевна – 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: S.Vorobyova@beloil.by

Information about the authors

Minakov Aleksandr Viktorovich – first 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: A.Minakov@beloil.by

Kravchenko Aleksandr Yuryevich – 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: Al.Y.Kravchenko@beloil.by

Mailat 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.

Vorobyova Svetlana Nikolaevna – Engineer of the 2nd category of the Department of reservoir modeling and development of oil and gas fields. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: S.Vorobyova@beloil.by

Поступила в редакцию 30.10.2024