

УДК 622.276.6

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2018

## ВОССТАНОВЛЕНИЕ И ПОВЫШЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН КАШИРСКОГО И ПОДОЛЬСКОГО ОБЪЕКТОВ НА ОДНОМ ИЗ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ

**А.С. Вотинов, С.А. Дроздов, В.Л. Малышева, В.А. Мордвинов<sup>1</sup>**

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614066, Россия, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29)

<sup>1</sup>Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

## RECOVERY AND INCREASE OF THE PRODUCTIVITY OF WELLS OF KASHIRSKIY AND PODOLSKIY RESERVOIRS OF THE CERTAIN PERM REGION OIL FIELD

**Aleksandr S. Votinov, Sergey A. Drozdov, Valeria L. Malysheva, Viktor A. Mordvinov<sup>1</sup>**

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (29 Sovetskoy Armii st., Perm, 614066, Russian Federation)

<sup>1</sup>Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 12.09.2018. Принята / Accepted: 24.10.2018. Опубликована / Published: 30.11.2018

### Ключевые слова:

гидро разрыв пласта, нефтенасыщенность пластов, коэффициент продуктивности, трещинно-поровый карбонатный коллектор, обводненность скважин, горизонтальные напряжения, забойное давление, оптимизация дизайна гидроразрыва пласта.

Представлены результаты анализа технологической эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ) по восстановлению и увеличению продуктивности добывающих скважин каширского и подольского объектов разработки на одном из нефтяных месторождений (Пермский край). По косвенным признакам карбонатный коллектор на указанных объектах проявляет свойства коллектора трещинно-порового типа, что отражается на продуктивности скважин и результатах ГТМ.

Сравнительный анализ показателей эффективности проведенных геолого-технических мероприятий по фонду добывающих скважин указывает на более высокие значения показателей при пропантном гидроразрыве пласта (ГРП). Прирост дебита скважин по нефти после ГРП возрастает с увеличением удельного расхода пропанта.

Выполнены расчеты по данным волнового акустического кросс-дипольного каротажа (ВАК-Д). По результатам выполненных исследований и расчетов построен профиль горизонтальных напряжений в пласте, обоснованы значения забойного давления, при которых происходит смыкание трещины в отдельных пропластках. Для одной из скважин выполнен ретроспективный дизайн основного ГРП, который показал, что высота развития трещины ограничена плотными барьерами выше и ниже интервала перфорации, при этом часть образовавшейся трещины не упакована пропантом.

Проведение пропантного ГРП сопровождается значительным увеличением обводненности скважин после ГТМ, характер изменения которой в последующие периоды указывает на высокую вероятность подключения к процессу дренирования пласта через образованную трещину пропластков с низкой естественной нефтенасыщенностью.

Анализ результатов выполненных ГТМ, данных геофизических исследований скважин с учетом построенного ретроспективного дизайна основного ГРП приводит к выводу о необходимости оптимизации технологических параметров при построении дизайна пропантного ГРП для добывающих скважин каширского и подольского объектов на одном из нефтяных месторождений Пермского края путем увеличения удельного расхода пропанта, уменьшения загрузки полимера и доли буферной стадии основного ГРП.

### Key words:

hydraulic fracturing, oil saturation of formations, productivity index, fracture-pore-type carbonate reservoir, water cut of wells, horizontal stresses, bottomhole pressure, optimization of hydraulic fracturing design.

The paper presents the results of the analysis of the efficiency of improved oil recovery (IOR) methods designed to restore and increase the productivity of wells of Kashirskiy and Podolskiy reservoirs of the certain Perm region oil field. Indirect evidences prove that the carbonate reservoir of the formations exhibits fracture-pore-type reservoir properties, which affects the productivity of wells and results of IOR methods.

Comparative analysis of the efficiency of IOR methods implemented on production wells pointed out on higher values for proppant hydraulic fracturing (HF). The increment in well production oil rate after HF increases with an increase in the specific consumption of proppant.

The calculations are performed according to the wave acoustic cross-dipole logging (cross-dipole sonic). According to the results of studies and calculations, the profile of horizontal stresses in the reservoir was constructed, the values of bottomhole pressure at which the closure of the fracture occurs in individual layers are substantiated. A retrospective design of the main HF was performed for a certain well. It is showed that the height of fracture development is limited by dense barriers above and below the perforation interval, while the part of the fracture formed is not packed with proppant.

Proppant HF is accompanied by a significant increase in well water-cut after IOR methods implementation, the nature of which changes in subsequent periods indicates a high probability of involvement of formation drainage through a fractured interbeds with low natural oil saturation to the process.

The analysis of the results of IOR methods, well logging data, taking into account the built retrospective design of the main HF, leads to the conclusion that it is necessary to optimize the technological parameters while designing the HF for production wells of the Kashirskiy and Podolskiy reservoirs of the certain Perm region oil fields. That is controlled by increasing the specific consumption of proppant, reducing the polymer load and the share of the buffer stage of the main HF.

**Вотинов Александр Сергеевич** – инженер 2-й категории (тел.: +007 922 366 08 36; e-mail: alexandr.votinov@pnn.lukoil.com). Контактное лицо для переписки.

**Дроздов Сергей Александрович** – ведущий инженер (тел.: +007 902 800 26 55, e-mail: Sergej.Drozdov@pnn.lukoil.com).

**Малышева Валерия Леонидовна** – инженер (тел.: +007 919 443 15 88, e-mail: valerija.malysheva@pnn.lukoil.com).

**Мордвинов Виктор Антонович** – кандидат технических наук, доцент (тел.: +007 922 366 08 36; e-mail: mva44@bk.ru).

**Aleksandr S. Votinov** – 2<sup>nd</sup> category Engineer (tel.: +007 922 366 08 36; e-mail: alexandr.votinov@pnn.lukoil.com). The contact person for correspondence.

**Sergey A. Drozdov** – Senior Engineer (tel.: +007 902 800 26 55, e-mail: Sergej.Drozdov@pnn.lukoil.com).

**Valeria L. Malysheva** – Engineer (tel.: +007 919 443 15 88, e-mail: valerija.malysheva@pnn.lukoil.com).

**Viktor A. Mordvinov** (Author ID in Scopus – 36465388500) – PhD in Engineering, Associate Professor (tel.: +007 922 366 08 36; e-mail: mva44@bk.ru).

## Введение

Продуктивные карбонатные пласты с небольшими толщинами и невысокой нефтенасыщенностью, содержащие нефть с повышенной и высокой вязкостью, характеризуются низкими значениями коэффициентов продуктивности добывающих скважин. При снижении пластовых давлений и давлений на забоях скважин в процессе разработки залежей происходит рост эффективных напряжений в пласте, что ведет к уменьшению раскрытия естественных трещин, часто осложняющих структуру горных пород в карбонатных коллекторах, к значительному снижению проницаемости пласта и продуктивности скважин [1]. Геолого-технические мероприятия по восстановлению и увеличению продуктивности добывающих скважин относятся к средствам управления разработкой нефтяных залежей [2, 3].

В последнее десятилетие на нефтяных месторождениях Пермского края активно применяются технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП). Данный метод является высокзатратным, эффективность его применения

зависит от многих факторов. Оценка результатов ГРП в конкретных геолого-физических условиях и оптимизация технологических параметров при проведении работ на скважинах являются актуальной задачей.

## Основная часть

Продуктивные пласты каширского и подольского горизонтов в среднем карбоне на одном из нефтяных месторождений юга Пермского края характеризуются низкой естественной нефтенасыщенностью и продуктивностью (табл. 1).

Карбонатный коллектор каширских (К) и подольских (Пд) пластов проявляет свойства, характерные для коллекторов трещинно-порового типа, что косвенно подтверждается данными табл. 2 [4, 5].

Скважина № 1 введена в эксплуатацию на каширском объекте в 1989 г., работала в первый период с коэффициентом продуктивности ( $K_{\text{прод}}$ ) 3,4 м<sup>3</sup>/(сут·МПа) при забойном давлении ( $P_{\text{заб}}$ ) 7,8 МПа и депрессии на пласт ( $\Delta P_{\text{пл}}$ ) 2,2 МПа. После снижения  $P_{\text{заб}}$  в 1990 г. до 3,5 МПа и увеличения депрессии до 6,7 МПа  $K_{\text{прод}}$  уменьшился в 5,7 раза (табл. 2).

Таблица 1

Геолого-физические характеристики объектов разработки

Наименование	К	Пд
Средняя глубина залегания, м	1103	1027
Тип залежи	Пластовая сводовая	Пластовая сводовая
Тип коллектора	Поровый, карбонатный	Поровый, карбонатный
Абсолютная отметка водонефтяного контакта, м	-890	-812
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3	4
Начальная пластовая температура, °С	26,5	25
Начальное пластовое давление, МПа	11,7	11,2
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,63	0,63
Пористость, доли ед.	0,16	0,19
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,19	0,073
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,66	0,48
Коэффициент расчлененности, доли ед.	3	5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	45,7	18,6
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	891	880
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	911	890
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,033	1,026
Давление насыщения нефти газом, МПа	5,3	7,52
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	8,5	12,6

Таблица 2

Технологические параметры по скважинам № 1–3

№ скважины	Объект	При вводе/после ГРП			После снижения (увеличения) $P_{\text{заб}}$		
		$P_{\text{заб}}$ , МПа	$\Delta P_{\text{пл}}$ , МПа	$K_{\text{прод}}$ , м <sup>3</sup> /(сут·МПа)	$P_{\text{заб}}$ , МПа	$\Delta P_{\text{пл}}$ , МПа	$K_{\text{прод}}$ , м <sup>3</sup> /(сут·МПа)
1	К	7,8	2,2	3,4	3,5	6,7	0,6
	Пд	2,8	8,4	0,2	4,7	6,5	0,8
2	К	5,6	5,4	0,3	2,5	8,5	0,2
	Пд	5,0	6,0	0,4	1,9	9,1	0,1
3	К	7,4	4,0	3,9	2,4	4,6	2,2

На подольском объекте скважина освоена в 1990 г. при  $P_{\text{заб}} = 2,8$  МПа и  $\Delta P_{\text{пл}} = 8,4$  МПа, коэффициент продуктивности составил  $0,2 \text{ м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$ . После увеличения  $P_{\text{заб}}$  до  $4,7$  МПа и снижения депрессии до  $6,5$  МПа  $K_{\text{прод}}$  увеличился в 4 раза.

Скважина № 2 введена в эксплуатацию на объектах К и Пд в 1993 г. Из табл. 2 следует, что при значительном снижении  $P_{\text{заб}}$  и увеличении  $\Delta P_{\text{пл}}$  коэффициенты продуктивности для каждого объекта, особенно подольского, существенно снизились.

Скважина № 3 введена в эксплуатацию на каширский объект переводом с объекта Бш (башкирский ярус) в 2017 г. и проведением пропантного гидроразрыва пласта. При пластовом давлении  $11,4$  МПа, забойном давлении  $7,4$  МПа и  $\Delta P_{\text{пл}} = 4$  МПа коэффициент продуктивности составил  $3,9 \text{ м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$ . В течение года  $P_{\text{пл}}$  снизилось до  $7$  МПа, депрессию увеличили до  $4,6$  МПа при снижении  $P_{\text{заб}}$  до  $2,4$  МПа. При этом  $K_{\text{прод}}$  уменьшился до  $2,2 \text{ м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$ , т.е. в 1,8 раза.

С учетом низкой обводненности при работе скважин № 1 и № 2 и неувеличения этого показателя за рассматриваемые периоды информация об уменьшении  $K_{\text{прод}}$  при снижении  $P_{\text{пл}}$  и  $P_{\text{заб}}$  с увеличением депрессии на пласт, а также данные об увеличении  $K_{\text{прод}}$  с ростом  $P_{\text{заб}}$  и снижением  $\Delta P_{\text{пл}}$  (скважина № 1, Пд) указывают на проявление свойств коллектора трещинно-порового типа, связанных с его деформацией [6–12].

Для восстановления и увеличения продуктивности скважин, повышения темпов выработки запасов нефти на месторождении выполняются геолого-технические мероприятия по воздействию на пласт и призабойную зону [13–15]. В период с 2008 по 2017 г. проведено 19 кислотных обработок при среднем значении удельного прироста дебита нефти на одну обработку  $0,6 \text{ т/сут/м}$  и продолжительности эффекта 3 месяца, а также 29 операций ГРП со средним удельным приростом дебита  $1,7 \text{ т/сут/м}$ . До 2015 г. проведено две операции кислотного ГРП – по одной на каждом объекте. В 2015 г. выполнена одна операция, в 2016 – 10 и в 2017 – 16 операций (табл. 3).

Две операции кислотного ГРП (2008 г.) были низкоэффективными (удельный прирост дебита  $0,3 \text{ т/сут/м}$  при плановом  $2,4 \text{ т/сут/м}$ , продолжительность эффекта – 108 сут), возможно, из-за неполного выноса продуктов реакции [16–18]. Удельные приросты дебита нефти при азотно-пенном и пропантном ГРП несколько превысили плановые и составили в

среднем  $2,1$  и  $1,9 \text{ т/сут/м}$  соответственно (рис. 1). По организационно-техническим причинам азотно-пенные ГРП в 2017 г. не проводились.

Таблица 3

## Проведение ГРП в 2015–2017 гг.

Вид ГРП	Количество операций				
	2015		2016		2017
	Пд	К	Пд	К	Пд
Азотно-пенный	1	2	2	–	–
Пропантный	–	4	2	10	6

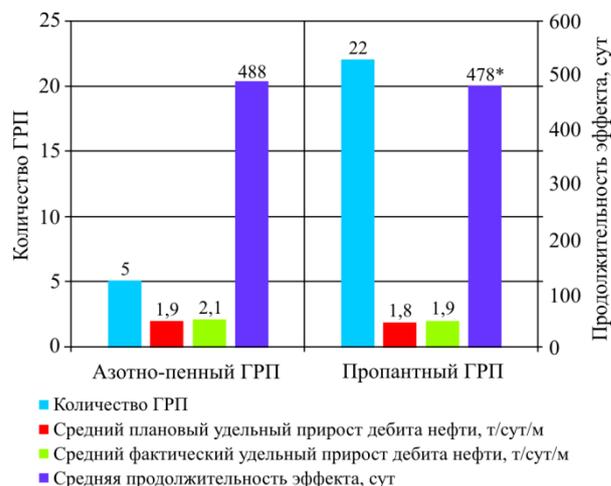


Рис. 1. Показатели эффективности проведенных ГРП на объектах К и Пд рассматриваемого месторождения (\* – значения взяты по скважинам с законченным эффектом)

Основные параметры пропантных ГРП приведены в табл. 4.

Таблица 4

## Основные параметры пропантных ГРП

Параметр	Значение	
Расход смеси, $\text{м}^3/\text{мин}$	3,5	
Загрузка гелланта, $\text{кг/м}^3$	3	
Максимальная концентрация пропанта, $\text{кг/м}^3$	800	
Размер пропанта, меш	16/20	
Удельный расход пропанта, т/м	К	6,2
	Пд	9,2
Доля буферной стадии, %	К	27
	Пд	29
Среднее устьевое давление закачки, МПа	К	19,2
	Пд	17,5
Среднее эффективное давление при мини-ГРП, МПа	К	5,9
	Пд	5,4
Эффективность жидкости разрыва при мини-ГРП, %	К	82
	Пд	72
Градиент смыкания, МПа/м	К	0,0161
	Пд	0,0155
Давление смыкания на забое, МПа	К	16,8
	Пд	14,7

Установлена близкая к линейной зависимость удельного прироста дебита нефти от удельного расхода пропанта (рис. 2).

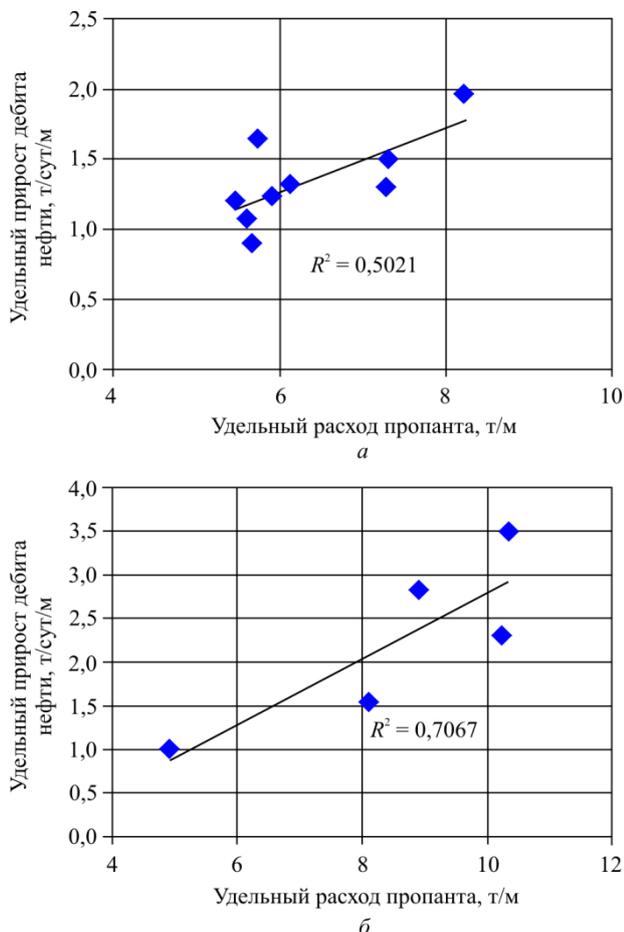


Рис. 2. Зависимость удельного прироста дебита нефти от расхода пропанта на пластах К (а) и Пд (б) рассматриваемого месторождения

Отмечено значительное увеличение обводненности скважин после ГРП (рис. 3), в 2–4 раза превышающее данный показатель по скважинам с пропантным ГРП для южной группы нефтяных месторождений, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» (каширские и верейские объекты). Корреляционной связи увеличения обводненности с увеличением расхода пропанта для скважин рассматриваемого месторождения не установлено.

С целью выявления источника и причины увеличения обводненности, а также для оптимизации технологии пропантного ГРП выполнен анализ информации по исследованию скважин с ГРП (гидродинамические, дебитометрия, волновой акустический кросс-дипольный каротаж – ВАК-Д) и материалов о естественной нефтенасыщенности пропластков, участвующих в притоке жидкости в скважины.

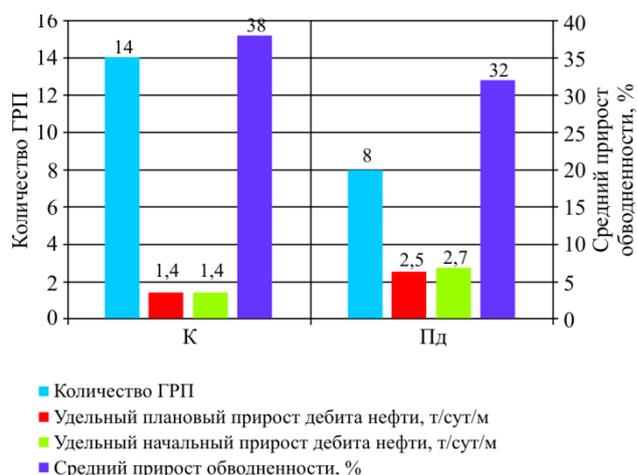


Рис. 3. Показатели эффективности проведенных ГРП на объектах К и Пд рассматриваемого месторождения

Для скважины № 4 (К) рассматриваемого месторождения в интервале ГРП до его проведения определен профиль горизонтальных напряжений по данным ВАК-Д (рис. 4) [19–21].

Расчетные значения напряжений в предполагаемом интервале развития трещины ГРП полностью соответствуют диапазону от фактического забойного давления ее смыкания ( $P_{\text{закр заб } 5}$ ) до забойного давления мгновенной остановки закачки (ISIP), что указывает на достоверность полученных результатов (рис. 5) [21–25].

С учетом эффекта проявления кольцевых сжимающих напряжений в горной породе у стенок скважин смыкание трещин в непосредственной близости от скважин имеет место, если забойное давление становится ниже удвоенного бокового горного давления  $P_{\text{бок.г}}$  [5], которое определяется через коэффициент бокового распора  $K_{\text{бок}}$ :  $P_{\text{бок.г}} = K_{\text{бок}} \cdot P_{\text{верт.г}}$ , где  $P_{\text{верт.г}}$  – вертикальное горное давление.

Коэффициент  $K_{\text{бок}} = \frac{\nu}{1-\nu}$ , где  $\nu$  – коэффициент Пуассона [26–29].

Для условий каширского объекта  $P_{\text{верт.г}} = 26$  МПа, коэффициент Пуассона для горных пород, вскрытых скважиной № 4, в интервале образования трещины ГРП составляет 0,24–0,25 (см. рис. 4). Удвоенное боковое горное давление  $2P_{\text{бок.г}} = \frac{2\nu \cdot P_{\text{верт.г}}}{1-\nu} = 16,4 \dots 17,2$  МПа.

Минимальное забойное давление закрытия трещины  $P_{\text{закр заб } 5}$  равно 16,2 МПа (см. рис. 5), т.е. выполняется условие  $P_{\text{закр заб } 5} < 2P_{\text{бок.г}}$ .

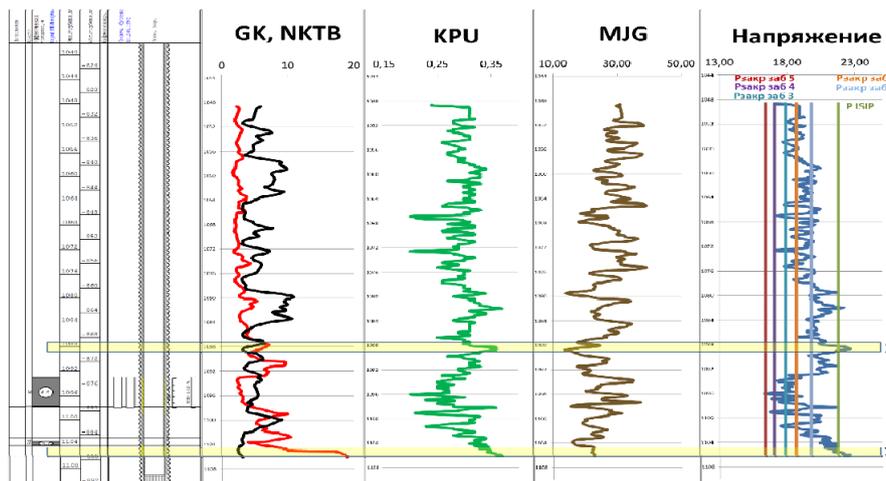


Рис. 4. Профиль горизонтальных напряжений в целевом интервале проведения ГРП на скважине № 4

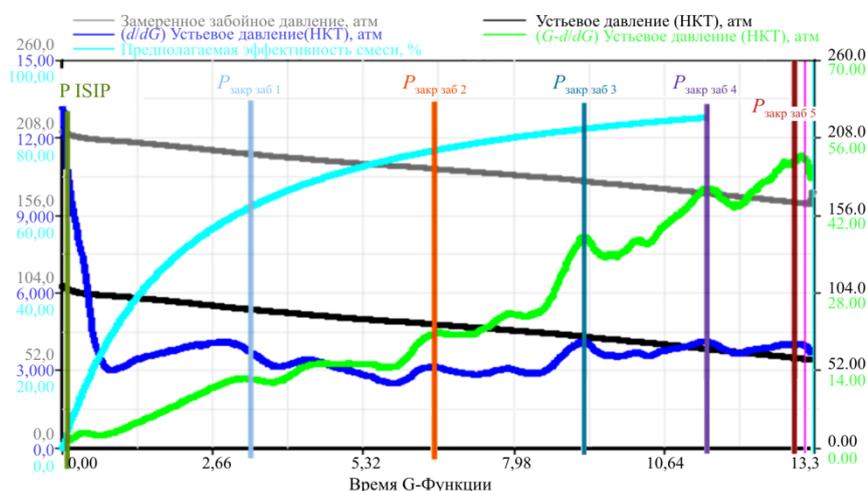


Рис. 5. График  $G$ -функции мини-ГРП по скважине № 4; забойное давление смыкания – 164,1 атм; градиент давления смыкания – 0,1556 атм/м; давление смыкания на устье – 59,7 атм; время смыкания – 306,5 мин; время закачки – 9,2 мин; подразумеваемая эффективность смеси – 86,9 %; расчетное эффективное давление – 48,3 атм

Полученный профиль горизонтальных напряжений позволил оценить давление разрыва пласта в его продуктивной части и в плотных пропластках – барьерах [30, 31]. При анализе результатов исследований установлено следующее:

1. Высота развития трещины ГРП ограничена плотными барьерами 1 и 2 (см. рис. 4).
2. Забойное давление  $P_{\text{заб}}$  является минимальной горизонтальной составляющей горного давления для продуктивной части пласта у стенок скважины; это давление определяет условие полного закрытия трещины ГРП в интервале перфорации.
3. Расчетные напряжения в интервале развития трещины соответствуют фактическим значениям давления ее закрытия на забое, определенным по графику  $G$ -функции мини-ГРП (см. рис. 5).

Наличие нескольких значений забойного давления закрытия трещины на этом графике можно объяснить неоднородным распределением проницаемости пласта по разрезу и, соответственно, разными объемами проникшего через стенки трещины шитого геля в отдельные прослои [32, 33].

Выполненный на основе полученных данных ретроспективный дизайн основного ГРП для скважины № 4 показал, что часть трещины не упакована пропантом (рис. 6), что связано, очевидно, с высокой эффективностью жидкости разрыва и низкой фильтрацией ее в пласт [34–36].

Аналогичная информация получена на каширском объекте для скважин № 5–7. Исследования и расчеты с применением данных ВАК-Д указывают на наличие высоконапряженных барьеров выше и ниже продуктивной части пласта, а также на неполную упакованность трещин ГРП пропантом.

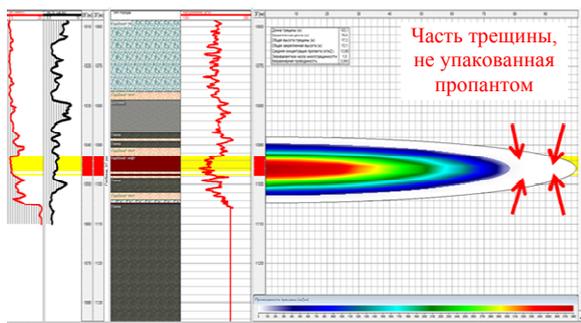


Рис. 6. Профиль трещины ГРП по ретроспективному анализу для скважины № 4

На скважине № 3 (К) после проведения пропантного ГРП получена высокая первоначальная обводненность (73 %), удельный прирост дебита по нефти составил 1,3 т/сут/м при плановом 1,7 т/сут/м. Предположение о возможном вскрытии трещиной ГРП водонасыщенного пропластка в интервале 1151,4–1152,2 м (интервал перфорации ниже на 26 м) не подтверждается результатами расчета напряжений и проведения ГРП на соседних скважинах, которые указывают на то, что трещины ГРП ограничены плотными слоями (см. рис. 4) выше и ниже продуктивной части и не проникают в водонасыщенный пропласток.

Увеличение обводненности скважин после ГРП с учетом динамики этого показателя в последующие периоды их эксплуатации можно объяснить высокой водонасыщенностью пропластков, вовлекаемых в разработку после образования трещины [37]. Например, по скважине № 3 средняя естественная нефтенасыщенность выделенных по данным

потокометрии слоев составила 58 %. Постепенное снижение обводненности по этой и другим скважинам за несколько месяцев после ГРП на 10–20 % с последующей ее стабилизацией косвенно указывает на отсутствие проникновения трещины до водонасыщенных слоев, до фронта вытеснения и контуров нефтеносности [38–40]. По скважине № 3 обводненность за 11 месяцев после ГРП снизилась с 73 до 56 %, по скважине № 1 (Пд) за 5 месяцев с 72 до 64 %.

В связи с неполным заполнением трещин ГРП пропантом выполнен новый дизайн для скважин № 4 и № 1 с измененными по отношению к фактическим технологическими параметрами (табл. 5).

Расчеты при новом дизайне показали, что с увеличением удельного расхода пропанта, уменьшением загрузки полимера и доли объема буфера технологическая эффективность ГРП может быть увеличена.

Оптимизация технологических параметров реализована при проведении пропантного ГРП на объекте Пд в скважинах № 8 и № 9. В скважине № 8 ГРП выполнен в декабре 2017 г.

По результатам мини-ГРП загрузка полимера уменьшена с 3,0 (базовый дизайн) до 2,8 кг/м<sup>3</sup>, удельный расход пропанта увеличен с 7,7 до 10,4 т/м. В скважине № 9 ГРП проведен в мае 2018 г. В базовый дизайн заложены уменьшенная до 2,8 кг/м<sup>3</sup> загрузка полимера и увеличенный до 10,6 т/м удельный расход пропанта. По результатам мини-ГРП дополнительно уменьшена доля буфера с базовых 27 до 22 %. Данные о работе скважин приведены в табл. 6.

Таблица 5

#### Технологические параметры пропантного ГРП

Параметр	Скв. № 4 (К)		Скв. № 1 (Пд)	
	фактический ГРП	новый дизайн	фактический ГРП	новый дизайн
Удельный расход пропанта, т/м	4,9	6,8	9,2	11,0
Загрузка полимера, кг/м <sup>3</sup>	3,0	2,8	3,0	2,8
Доля объема буфера, %	24	22	27	22
Удельный дебит по нефти, т/сут/м	1,3	1,5	1,9	3,3

Таблица 6

#### Показатели работы скважин № 8 и № 9

Показатель	Скв. № 8			Скв. № 9		
	до ГРП	план	после ГРП, январь 2018	до ГРП	план	после ГРП, июнь 2018
Удельный дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут/м	1,1	11,5	11,9	2,5	11,6	15,2
Удельный дебит нефти, т/сут/м	0,7	4,6	4,9	1,5	5,0	7,2
Обводненность, %	34,0	55	53,4	36,0	50	47,0
Удельный прирост дебита нефти, т/сут/м	–	3,9	4,3	–	3,5	5,7

## Выводы

Установлена зависимость удельного прироста дебита нефти от расхода пропанта при проведении ГРП в скважинах объектов К и Пд рассматриваемого месторождения.

По результатам расчета горизонтальных напряжений обоснованы границы (по высоте) развития трещин ГРП.

Подключаемые к процессу дренирования продуктивные пласты с низкой естественной нефтенасыщенностью являются основным источником роста обводненности продукции скважин после ГРП.

Оценка результатов выполненных пропантных ГРП с учетом данных геофизических исследований скважин указывает на необходимость оптимизации технологических параметров при построении дизайна ГРП для скважин каширского и подольского объектов. С учетом ретроспективного дизайна ГРП для скважины № 4 и выполненных ГРП на скважине № 8 и № 9 предложено оптимизировать технологические параметры с увеличением удельного расхода пропанта до 9 (объект К) и 11 т/м (объект Пд),<sup>3</sup> уменьшением загрузки полимера до 2,8 кг/м<sup>3</sup> и доли объема буфера до 21–22 %.

## Библиографический список

1. Мордвинов В.А., Поплыгин В.В. Изменение продуктивности добывающих скважин при снижении пластовых и забойных давлений // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 120–122.
2. Мордвинов В.А., Поплыгин В.В. Управление продуктивностью скважин: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. нац. иссл. политехн. ун-та, 2011. – 137 с.
3. К прогнозированию темпов снижения добычи нефти по данным истории разработки нефтяных залежей / М.К. Ануриев, Т.М. Гуляева, А.В. Лекомцев, Д.В. Чернышев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 6. – С. 93–100.
4. Лебединец Н.П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. – М.: Наука, 1997. – 397 с.
5. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.
6. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Р. С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров [и др.]; под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 455 с.
7. Наказная Л.Г. Фильтрация жидкости и газа в трещиноватых коллекторах. – М.: Недра, 1972. – 184 с.
8. Мордвинов В.А., Пономарева И.Н., Ерофеев А.А. Изменение гидродинамического состояния при скважинной зоне и продуктивности скважины при снижении пластового и забойного давлений // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2011. – № 5. – С. 43–45.
9. Мищенко И.Т., Кондратюк А.Т. Особенности разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. – М.: Нефть и газ, 1996. – 190 с.
10. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
11. Мартюшев Д.А. Определение рационального забойного давления добывающих скважин при разработке карбонатных коллекторов. – М.: Бурнефть. – 2014. – № 11. – С. 22–24.
12. Reiss L.H. The Reservoir engineering aspects of fractured formations. Institut francais du petrole, 1980. – 110 p.
13. Опыт проведения пропантного гидроразрыва пласта в карбонатных коллекторах месторождений Пермского края / С.А. Кондратьев, А.А. Жуковский, Т.С. Кочнева, В.Л. Мальшева. – М.: ВНИИОЭНГ, 2016. – 68 с.
14. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных технологий, 2007. – 237 с.
15. Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений / Б.Т. Баишев, В.В. Исаичев, С.В. Кожакин [и др.]. – М.: Недра, 1978. – 197 с.
16. Мордвинов В.А. Исследования в области кислотного воздействия на продуктивные пласты карбонатного коллектора // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 39–41.
17. Мордвинов В.А. Механизм воздействия солянокислотных растворов на карбонатный коллектор // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 1. – С. 44–46.
18. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: учеб. для вузов. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
19. Напряженное состояние продуктивных объектов нефтяных месторождений Западного Урала / Ю.А. Кашников, С.Г. Ашихмин, Д.В. Шустов, С.А. Кондратьев, Ю.В. Уточкин // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 5. – С. 64–67.
20. Прогнозирование напряженного состояния пластов на основании специальных промысловых исследований и выполненных операций гидроразрыва пласта в условиях терригенных коллекторов месторождений Пермского края / С.А. Кондратьев, А.А. Жуковский, Т.С. Якимова, В.А. Жигалов, В.Л. Мальшева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 12. – С. 58–63.
21. Valko P., Economides M.J. Hydraulic fracture mechanics. – New York: John Wiley & Sons, 1995. – 298 p.
22. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. – М.: Недра-Бизнес-центр, 2007. – 476 с.
23. Геомеханические характеристики терригенных продуктивных объектов нефтяных месторождений Западного Урала / Ю.А. Кашников, Д.В. Шустов, А.Э. Кухтинский, С.А. Кондратьев // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 4. – С. 32–65. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-4-32-35
24. Zoback M. Reservoir geomechanics. – New York: Cambridge University Press, 2007. – 504 p.
25. Charlez Ph.A. Rock mechanics: petroleum applications. Volume 2. – Paris: Edition Technip, 1997. – 661 p.
26. Викторин В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. – М.: Недра. 1988. – 150 с.

27. Спивак А.И., Попов Л.Н. Механика горных пород. – М.: Недра, 1975. – 200 с.
28. Викторин В.Д., Лыков Н.А. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. – М.: Недра, 1980. – 202 с.
29. Ржевский В.В., Новик Г.Я. Основы физики горных пород. – М.: Недра, 1984. – 359 с.
30. Учет упругомеханических свойств пластов при выполнении ГРП на примере одного объекта разработки месторождений Пермского края / С.А. Кондратьев, А.А. Жуковский, Т.С. Кочнева, В.Л. Малышева. – М.: ВНИИОЭНГ, 2015. – С. 56–59
31. Опыт проведения гидроразрыва пласта на месторождениях Пермского края и основные направления повышения его эффективности / Д.В. Антонов, С.А. Кондратьев, А.А. Жуковский, Т.С. Кочнева. – М.: Нефтяное хозяйство, 2014. – 135 с.
32. Шорохов А.Н., Азаматов М.А. Снижение технологических рисков гидравлического разрыва пласта, ограниченного глинистыми барьерами малой мощности // Георесурсы. – 2012. – № 1. – С. 51–52.
33. Hydraulic fracture stimulation of highly permeable formations: the effect of critical fracture parameters on oilwell production and pressure / A.K. Mathur, X. Ning, R.B. Marcineau, C.A. Ehlig-Economides,

- M.J. Economides // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 22–25 October, Dallas, Texas, 1995. DOI: 10.2118/30652-MS
34. Nolte K.G. Principles for fracture design based on pressure analysis // SPEPE. – 1988. – Feb. – P. 22–30.
35. Nordgren R.P. Propagation of a vertical hydraulic fracture // Soc. Petrol. Eng. Journal. – 1972. – Vol. 12, № 4. – P. 306–314. DOI: 10.2118/3009-PA
36. Economides M.J. Reservoir stimulation. – 3d ed. – New York: John Wiley & Sons, 2000. – 856 p.
37. Применение новых технологий ГРП с пропантом в карбонатных коллекторах верейского горизонта среднего карбона на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами на территории Республики Татарстан / Р.Ш. Тахаутдинов, Р.Ф. Валиев, О.З. Исмагилов, М.Г. Новиков // Технологии. – 2015. – № 1. – С. 45–54.
38. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: Недра, 1999. – 285 с.
39. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины / Р.Т. Булгаков [и др.]. – М.: Недра, 1976. – 175 с.
40. Фаттахов И.Г. Систематизация причин прорыва воды в добывающие скважины // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 12. – С. 17–19.

## References

1. Mordvinov V.A., Poplygin V.V. Izmenenie produktivnosti dobyvayushchikh skvazhin pri snizhenii plastovoykh i zaboynykh davleniy [Change in the well productivity factor with a decrease in bottom-hole and reservoir pressures]. *Oil industry*, 2011, no.8, pp.120-122.
2. Mordvinov V.A., Poplygin V.V. Upravlenie produktivnostyu skvazhin [Well productivity management]. Perm, Izdatelstvo permskogo natsionalnogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta, 2011, 137 p.
3. Anur'ev M.K., Gulyaeva T.M., Lekomcev A.V., Chernyshev D.V. To forecast the oil production decline rate based on history data of developing oil deposits. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2013, no.6, pp.93-100.
4. Lebedinets N.P. Izucheniye i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy s treshchinovatyimi kollektorami [Exploration and development of oil fields with fractured reservoirs]. Moscow, Nauka, 1997, 397 p.
5. Kotyakhov F.I. Fizika neftyanykh i gazovykh kollektorov [Physics of oil and gas reservoirs]. Moscow, Nedra, 1977, 287 p.
6. Andriasov R.S., Mishchenko I.T., Petrov A.I. et al. Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki i ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdeniy. Dobycha nefi [Reference guide to the design of the development and operation of oil fields. Oil production]. Ed. Sh.K. Gimatudinov. Moscow, Nedra, 1983, 455 p.
7. Nakaznaya L.G. Filtratsiya zhidkosti i gaza v treshchinovatykh kollektorakh [Liquid and gas flow in fractured reservoirs]. Moscow, Nedra, 1972, 184 p.
8. Mordvinov V.A., Ponomareva I.N., Erofeev A.A. Izmeneniye gidrodinamicheskogo sostoyaniya priskvazhinnoy zony i produktivnosti skvazhinny pri snizhenii plastovogo i zaboynogo davleniy [Change of hydrodynamic condition of a near-well zone and a well productivity in case of decrease of formation and bottom hole pressures]. *Oborudovaniye i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*, 2011, no.5, pp.43-45.
9. Mishchenko I.T., Kondratyuk A.T. Osobennosti razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy s trudnoizvlekaemymi zapasami [Features of the development of oil fields with hard to recover reserves]. Moscow, Neft i gaz, 1996, 190 p.
10. Mishchenko I.T. Skvazhinnyaya dobycha nefi [Well oil production]. Moscow, Izdatelstvo nefi i gaza RGU nefi i gaza im. I.M. Gubkina, 2003, 816 p.
11. Martuyushev D.A. Opredeleniye ratsionalnogo zaboynogo davleniya dobyvayushchikh skvazhin pri razrabotke karbonatnykh kollektorov [Determination of rational bottomhole pressure of producing wells in the development of carbonate reservoirs]. Moscow, Burneft, 2014, no.11, pp.22-24.
12. Reiss L.H. The Reservoir engineering aspects of fractured formations. Institut francais du petrole, 1980, 110 p.
13. Kondratev S.A., Zhukovskiy A.A., Kochneva T.S., Malysheva V.L. Opyt provedeniya proppantnogo gidrorazryva plasta v karbonatnykh kollektorakh mestorozhdeniy Permskogo kraya [Experience in proppant fracturing in carbonate reservoirs of the Perm region]. Moscow, VNIIOENG, 2016, 68 p.
14. Economides M., Olini R., Valko P. Unifitsirovannyy dizayn gidrorazryva plasta: ot teorii k praktike [Unified design of hydraulic fracturing: from theory to practice]. Moscow, Izhevsk, Institut kompyuternykh tekhnologiy, 2007, 237 p.
15. Baishev B.T., Isaichev V.V., Kozhakin S.V. et al. Regulirovaniye protsessov razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy [Regulation of the development of oil fields]. Moscow, Nedra, 1978, 197 p.
16. Mordvinov V.A. Issledovaniya v oblasti kislotnogo vozdeystviya na produktivnyye plasty karbonatnogo kollektora [Investigation of hydrochloric acid impact on productive layers of carbonate collector]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2009, no.10, pp.39-41.
17. Mordvinov V.A. Mekhanizm vozdeystviya solyano-kislotnykh rastvorov na karbonatnyy kollektor [The influence mechanism of hydrochlorid-acid solutions on a carbonate collector]. *Oil industry*, 2011, no.1, pp.44-46.
18. Zheltov Yu.P. Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy [Oil field development]. Moscow, Nedra, 1986, 332 p.

19. Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G., Shustov D.V., Kondratev S.A., Utochkin Yu.V. Napryazhennoe sostoyanie produktivnykh obektov neftyanykh mestorozhdeniy zapadnogo urala [In situ stress in the oil fields of Western Ural]. *Oil industry*, 2016, no.5, pp.64-67.
20. Kondratev S.A., Zhukovskiy A.A., Yakimova T.S., Zhigalov V.A., Malysheva V.L. Prognozirovaniye napryazhennogo sostoyaniya plastov na osnovanii spetsialnykh promyslovykh issledovaniy i vypolnennykh operatsiy gidrorazryva plasta v usloviyakh terrigennykh kollektorov mestorozhdeniy Permskogo kraya [Prediction of formations stress-state based on special field researches and the conducted operations of a formation hydraulic fracturing in conditions of the terrigenous reservoirs of Perm region deposits]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2017, no.12, pp.58-63.
21. Valko P., Economides M.J. Hydraulic fracture mechanics. New York: John Wiley & Sons, 1995, 298 p.
22. Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G. Mekhanika gornykh porod pri razrabotke mestorozhdeniy uglevodorodnogo syr'ya [Mechanics of rocks in the development of hydrocarbon deposits]. Moscow, Nedra Biznestsentr, 2007, 476 p.
23. Kashnikov Yu.A., Shustov D.V., Kukhtinskiy A.E., Kondratev S.A. Geomekhanicheskie kharakteristiki terrigennykh produktivnykh obektov neftyanykh mestorozhdeniy Zapadnogo Urala [Geomechanical properties of the terrigenous reservoirs in the oil fields of Western Ural]. *Oil industry*, 2017, no.4, pp.32-65. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-4-32-35
24. Zoback M. Reservoir geomechanics. New York, Cambridge University Press, 2007, 504 p.
25. Charlez Ph.A. Rock mechanics: petroleum applications. Vol. 2. Paris, Edition Technip, 1997, 661 p.
26. Viktorin V.D. Vliyanie osobennostey karbonatnykh kollektorov na effektivnost razrabotki neftyanykh zalezhey [Influence of carbonate reservoir features on the efficiency of development of oil deposits]. Moscow, Nedra, 1988, 150 p.
27. Spivak A.I., Popov L.N. Mekhanika gornykh porod [Mechanics of rocks]. Moscow, Nedra, 1975, 200 p.
28. Viktorin V.D., Lykov N.A. Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy, priurochennykh k karbonatnym kollektoram [Development of oil fields confined to carbonate reservoirs]. Moscow, Nedra, 1980, 202 p.
29. Rzhevskiy V.V., Novik G.Ya. Osnovy fiziki gornykh porod [Fundamentals of rock physics]. Moscow, Nedra, 1984, 359 p.
30. Kondratev S.A., Zhukovskiy A.A., Kochneva T.S., Malysheva V.L. Uchet uprugomekhanicheskikh svoystv plastov pri vypolnenii GRP na primere odnogo obekta razrabotki mestorozhdeniy Permskogo kraya [Accounting of layers' elastic mechanical properties when performing a formation hydraulic fracturing on the example of one of the objects of fields development in Perm region]. Moscow, VNIIOENG, 2015, pp.56-59
31. Antonov D.V., Kondratev S.A., Zhukovskiy A.A., Kochneva T.S. Opyt provedeniya gidrorazryva plasta na mestorozhdeniyakh permskogo kraya i osnovnye napravleniya povysheniya ego effektivnosti [Experience of hydraulic fracturing in the deposits of Perm region and the main directions of improving its efficiency]. Moscow, Oil industry, 2014, 135 p.
32. Shorokhov A.N., Azamatov M.A. Snizhenie tekhnologicheskikh riskov gidravlicheskogo razryva plasta, ogranichennogo glinistymi barerami maloy moshchnosti [Reduction of technological risks due to hydraulic fracturing of reservoirs limited by small shalestone barriers]. *Georesursy*, 2012, no.1, pp.51-52.
33. Mathur A.K., Ning X., Marcineau R.B., Ehlig-Economides C.A., Economides M.J. Hydraulic fracture stimulation of highly permeable formations: the effect of critical fracture parameters on oilwell production and pressure. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 22-25 October, Dallas, Texas, 1995. DOI: 10.2118/30652-MS
34. Nolte K.G. Principles for fracture design based on pressure analysis. *SPEPE*, 1988, Feb, pp.22-30.
35. Nordgren R.P. Propagation of a vertical hydraulic fracture. *Soc. Petrol. Eng. Journal*, 1972, vol.12, no.4, pp.306-314. DOI: 10.2118/3009-PA
36. Economides M.J. Reservoir stimulation. 3d ed. New York, John Wiley & Sons, 2000, 856 p.
37. Takhautdinov R.Sh., Valiev R.F., Ismagilov O.Z., Novikov M.G. Primenenie novykh tekhnologiy GRP s propantom v karbonatnykh kollektorakh vereyskogo gorizonta srednego karbona na mestorozhdeniyakh s trudnoizvlekaemymi zapasami na territorii Respubliki Tatarstan [Application of new hydraulic fracturing technology with propanant in carbonate reservoirs of the Verey formation of Middle Carboniferous in fields with hard-to-recover reserves in the Republic of Tatarstan]. *Tekhnologii*, 2015, no.1, pp.45-54.
38. Gazizov A.Sh., Gazizov A.A. Povyshenie effektivnosti razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy na osnove ogranicheniya dvizheniya vod v plastakh [Improving the efficiency of oil field development based on the restriction of water movement in the layers]. Moscow, Nedra, 1999, 285 p.
39. Bulgakov R.T. et al. Ogranichenie pritoka plastovyykh vod v neftyanye skvazhiny [Restriction of formation water inflow into oil wells]. Moscow, Nedra, 1976, 175 p.
40. Fattakhov I.G. Sistematizatsiya prichin proryva vody v dobyvayushchie skvazhiny [Systematization of the causes of water breakthrough in production wells]. *Oilfield engineering*, 2011, no.12, pp.17-19.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Восстановление и повышение продуктивности добывающих скважин каширского и подольского объектов на одном из нефтяных месторождений Пермского края / А.С. Вотинов, С.А. Дроздов, В.Л. Малышева, В.А. Мордвинов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т.18, №2. – С.140–148. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.4.4

Please cite this article in English as:

Votinov A.S., Drozdov S.A., Malysheva V.L., Mordvinov V.A. Recovery and increase of the productivity of wells of Kashirskiy and Podolskiy reservoirs of the certain Perm region oil field. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2018, vol.18, no.2, pp.140-148. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.4.4