

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.223-238>

EDN DXYBFQ

УДК 622.276.6

**Повышение эффективности гидроразрыва пласта в наклонно-направленной скважине методом многостадийной закачки пропанта в условиях близости фронта нагнетания**

*Добровинский Д.Л., Вилков М.Н.*

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Россия*

**Improving the efficiency of hydraulic fracturing in a deviated well by the multi-stage injection of proppant in conditions of proximity of the injection water front**

*D.L. Dobrovinskiy, M.N. Vilkov*

*Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen, Russia*

**E-mail: [dobrovinskyid@gmail.com](mailto:dobrovinskyid@gmail.com)**

**Аннотация.** Большинство месторождений Западной Сибири находятся на заключительной стадии разработки, которая характеризуется высокими показателями водонефтяного фактора (ВНФ) и обводненностью добываемой продукции. В связи с чем, текущие условия эксплуатации фонда вынуждают корректировать критерии применения геолого-технических мероприятий, направленных на поддержание уровня добычи нефти. Так, порядка 40 % операций гидроразрыва пласта (ГРП) выполняют в зоне близости фронта нагнетаемой воды при базовом уровне обводненности скважин-кандидатов более 90 %, что противоречит общепринятым нормам подбора. Однако отметим, существующие технологии ГРП и сопутствующие им предварительные ремонтные работы позволяют выполнять экономически-эффективные мероприятия в данных условиях. Цель работы – повышение эффективности классического одностадийного ГРП в наклонно-направленных нефтяных скважинах в условиях близости фронта нагнетаемой воды методом многостадийной закачки пропанта в один целевой интервал перфорации. В работе представлены результаты сопоставления эффективности многостадийных и стандартных ГРП, определены критерии получения большего прироста дебита нефти при снижении уровня обводненности продукции после ГРП.

© Добровинский Д.Л., Вилков М.Н., 2022

**Ключевые слова:** ГРП, Западная Сибирь, Технологии ГРП, двухстадийный ГРП, трехстадийный ГРП, многостадийный ГРП, наклонно-направленная скважина, фронт нагнетаемых вод, ФНВ, фронт нагнетания, снижение обводненности, Ванденская свита, BV<sub>8</sub>

**Для цитирования:** Добровинский Д.Л., Вилков М.Н. Повышение эффективности гидроразрыва пласта в наклонно-направленной скважине методом многостадийной закачки проппанта в условиях близости фронта нагнетания//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.223-238. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.223-238>. - EDN DXYBFQ

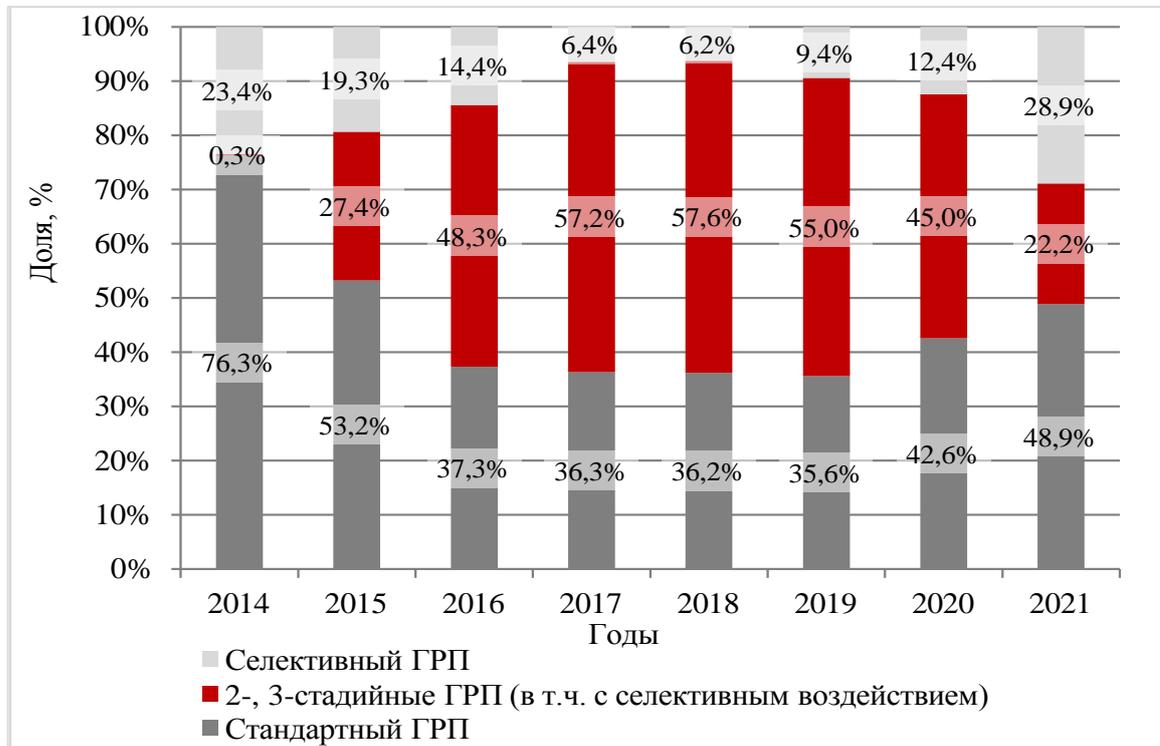
**Abstract.** Most of the fields in Western Siberia are at the latest stage of development, which is characterized by high water-oil ratio (WOR) and water cut of the produced products. In this connection, the current exploitation conditions of the well stock make it necessary to adjust the criteria for applying workovers program aimed at maintaining the level of oil production. Therefore, about 40 % of hydraulic fracturing operations are performed in the zone of the injected water front at a base level of water cut in candidate-wells of more than 90 %, which contradicts generally accepted selection standards. However, it should be noted that the existing fracturing technologies and the accompanying preliminary workover operations allow performing cost-effective work package in these conditions. The aim of the work is to increase the efficiency of classical single-stage fracturing in deviated oil wells in conditions of proximity to the front of the injected water by the method of multi-stage injection of proppant into one target perforation interval. The paper presents the results of comparing the efficiency of multistage and standard fracturing, determines the criteria for obtaining a higher increase in oil production with a decrease in the level of water cut after fracture.

**Key words:** Hydraulic fracturing, Western Siberia, Hydraulic fracturing technologies, two-stage hydraulic fracturing, three-stage hydraulic fracturing, multi-stage hydraulic fracturing, deviated well, injection water front, IWF, injection front, water cut reduction, Vanden formation, BV<sub>8</sub>

**For citation:** D.L. Dobrovinskiy, M.N. Vilkov Povyshenie jeffektivnosti gidrorazryva plasta v naklonno-napravlennoj skvazhine metodom mnogostadijnoj zakachki proppanta v uslovijah blizosti fronta nagnetanija [Improving the efficiency of hydraulic fracturing in a deviated well by the multi-stage injection of proppant in conditions of proximity of the injection water front]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(32), 2022. pp. 223-238. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.223-238>. EDN DXYBFQ (in Russian)

Тенденция к снижению темпов выработки запасов и повышению обводненности фонда нефтяных скважин обуславливает необходимость развития новых технологических подходов к гидроразрыву пласта. Одной из стремительно развивающихся технологий ГРП в наклонно-направленных

скважинах (ННС), разработанной специалистами Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» и проведенной на месторождениях Западной Сибири, в период с 2014 по 2021 гг., является обработка методом многостадийного ГРП в одном целевом интервале перфорации (Рис. 1).

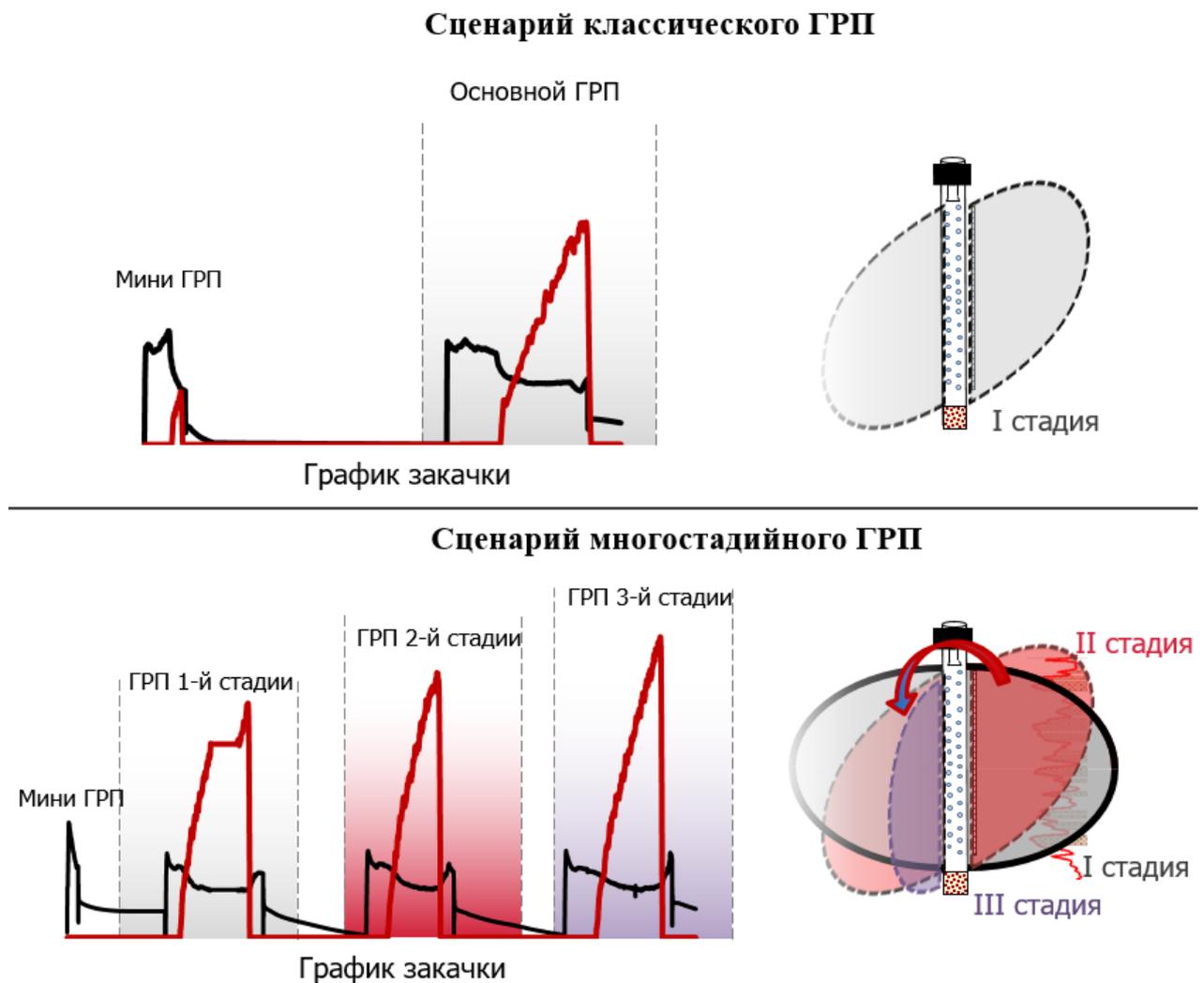


*Рис. 1. Распределение объемов ГРП по годам ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»*

Концепция технологии заключается в следующем: после предварительного мини-ГРП (цель которого корректировка геомеханических моделей и внесения поправок в программу основного ГРП) проводится закачка двух (и более) основных этапов закачки в один целевой интервал пласта. Схематически образование трещин ГРП и графики закачки при выполнении классического и многостадийного ГРП представлены на рис. 2.

На первой стадии основного ГРП проводится закачка части пропан-та (как правило 20-40 % от общей массы) с увеличенным объёмом буферной жидкости, создаётся трещина ГРП, за счет чего происходит перераспределение напряжённого состояния и изменение пластового давления в призабойной зоне пласта. Далее выдерживается технологический от-

стой (1-2 ч), необходимый для смыкания трещины ГРП. На следующей стадии проводится закачка остальной пачки проппанта (60-70 % от общей массы в случае двухстадийного ГРП, в случае трехстадийного ГРП – две стадии по аналогичному циклу с объемом 30-40 %). Развитие трещины происходит в ином относительно предыдущих стадий ГРП направлении [1]. По результатам микросейсмического мониторинга и волнового акустического кросс-дипольного каротажа (ВАК-Д) переориентация трещины ГРП по исследуемым скважинам подтверждается [2].



*Рис. 2. Схематическое изображение классического и многостадийного ГРП на наклонно-направленной скважине*

Как известно, ГРП выступает не только как мероприятие, интенсифицирующее выработку запасов нефти, но и как метод, направленный на

повышение нефтеотдачи пласта. В том числе при определенных геологических условиях и технологических параметрах процесса ГРП одна добывающая скважина с ГРП может заменить до 2,5 скважин без ГРП [3]. В случае прорыва трещины ГРП во фронт нагнетания или нецелевые водонасыщенные интервалы существуют риск преждевременного обводнения скважины и потеря текущей добычи нефти.

Таким образом, подбор технологии ГРП и вида подготовительно-заключительных ремонтных работ (ПЗР) сопутствующих ГРП имеет ключевое значение. Авторами [4] выделяется семь видов ремонтных работ (Рис. 3):

1. Стандартный ГРП в существующих интервалах перфорации;
  - 2а. Приобщение нижнего интервала перфорации с последующим проведением ГРП;
  - 2б. Приобщение верхнего интервала перфорации с последующим проведением ГРП;
  - 2в. Приобщение верхнего и нижнего интервала перфорации с последующим проведением ГРП;
3. Межинтервальный ГРП с последующей отработкой всех интервалов перфорации;
  - 4а. ГРП нижнего интервала с предварительными РИР верхних интервалов;
  - 4б. Межинтервальный ГРП нижнего интервала с предварительными РИР верхних интервалов;
  - 5а. Закачка тампонирующего состава (ТС) с последующим проведением ГРП на все интервалы перфорации;
  - 5б. Отсыпка нижнего интервала, закачка ТС в верхний интервал, восстановление забоя, проведение ГРП;
6. Установка цементного моста (ЦМ) – изоляция водопромытых интервалов с последующим проведением ГРП;

7. Установка песчаного моста (отсыпка или установка разбурывае-  
мой пакер-пробки с последующим проведением ГРП и восстановлением  
забоя.

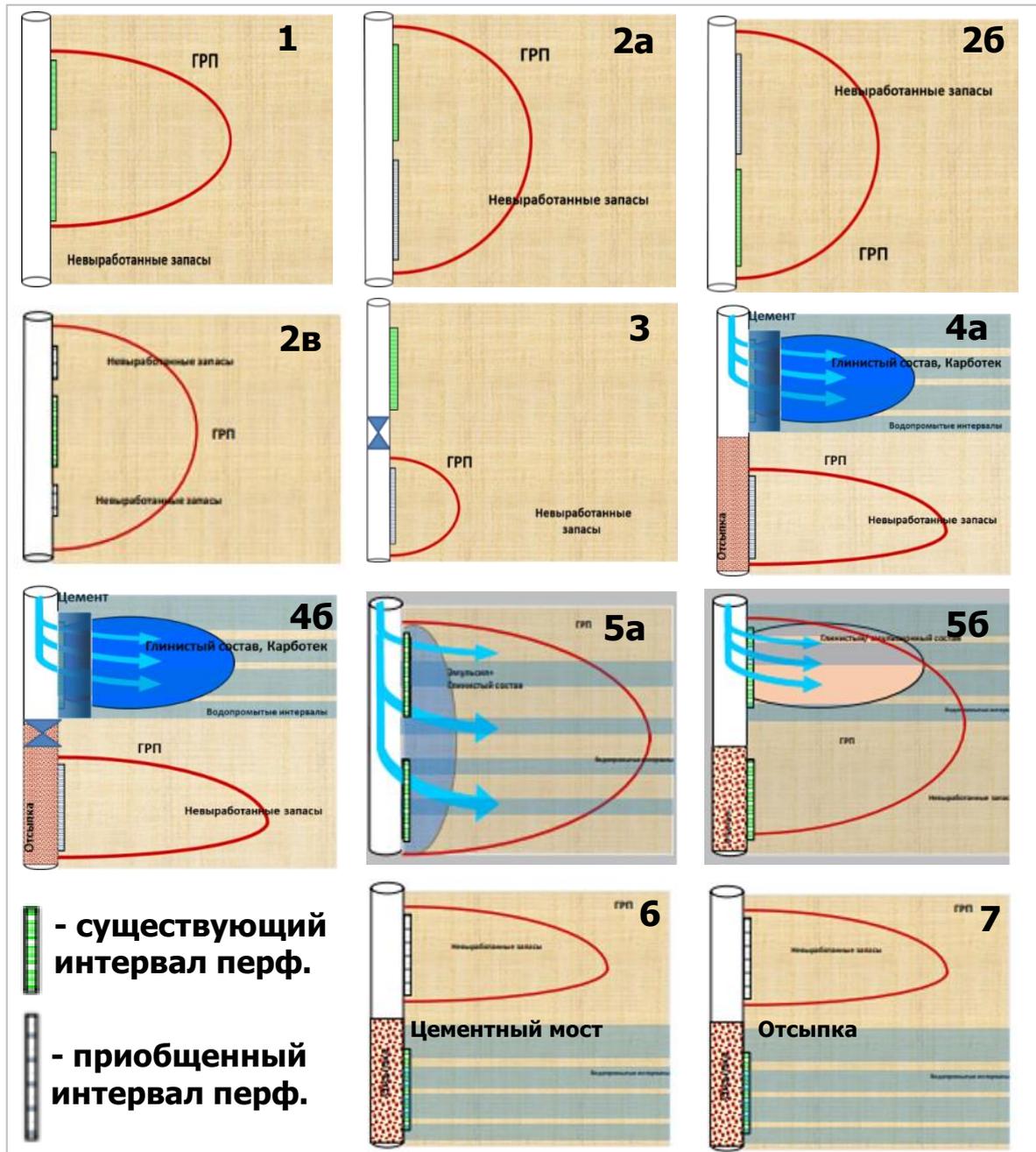
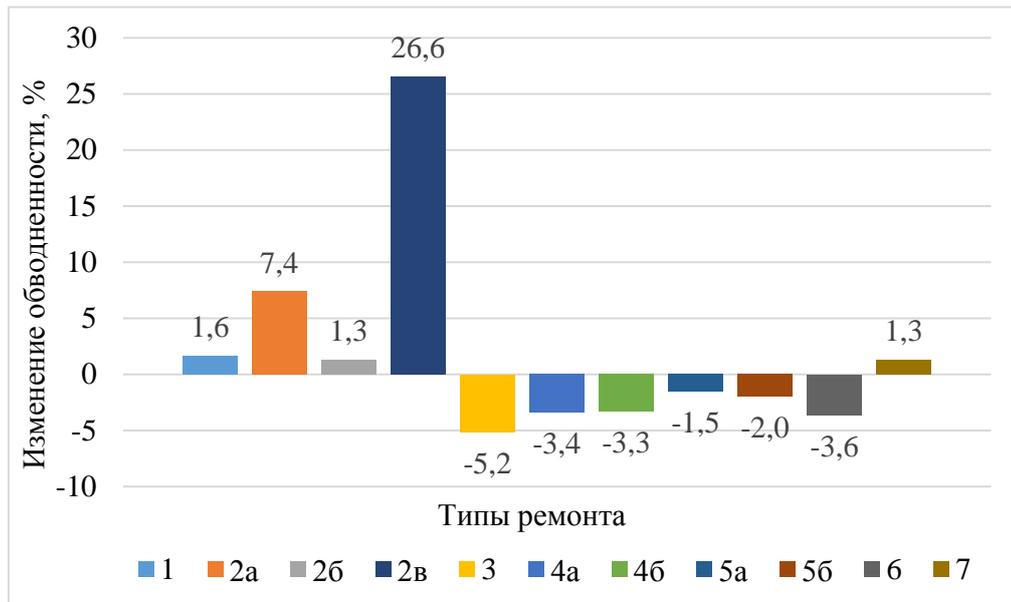


Рис. 3. Виды ремонтов в скважинах с ГРП

При типах ремонта 1, 2а, 2б, 2в (ГРП на весь разрез, с приобщением  
верхней или/и нижней части пласта) и 7 (песчаный мост/пакер-пробка,  
ГРП, восстановление забоя) после ГРП наблюдается увеличение обвод-

ненности (Рис. 4), в остальных случаях обводненность снижалась вследствие изоляции водопромытых интервалов пласта и приобщения ранее неэксплуатируемых интервалов. Осложненные типы ремонта 4а, 4б, 5а, 5б выполнялись в условиях наибольшего водонефтяного фактора (ВНФ) (более 1,5 ед.) и наибольшей базовой обводненности (более 95 %).



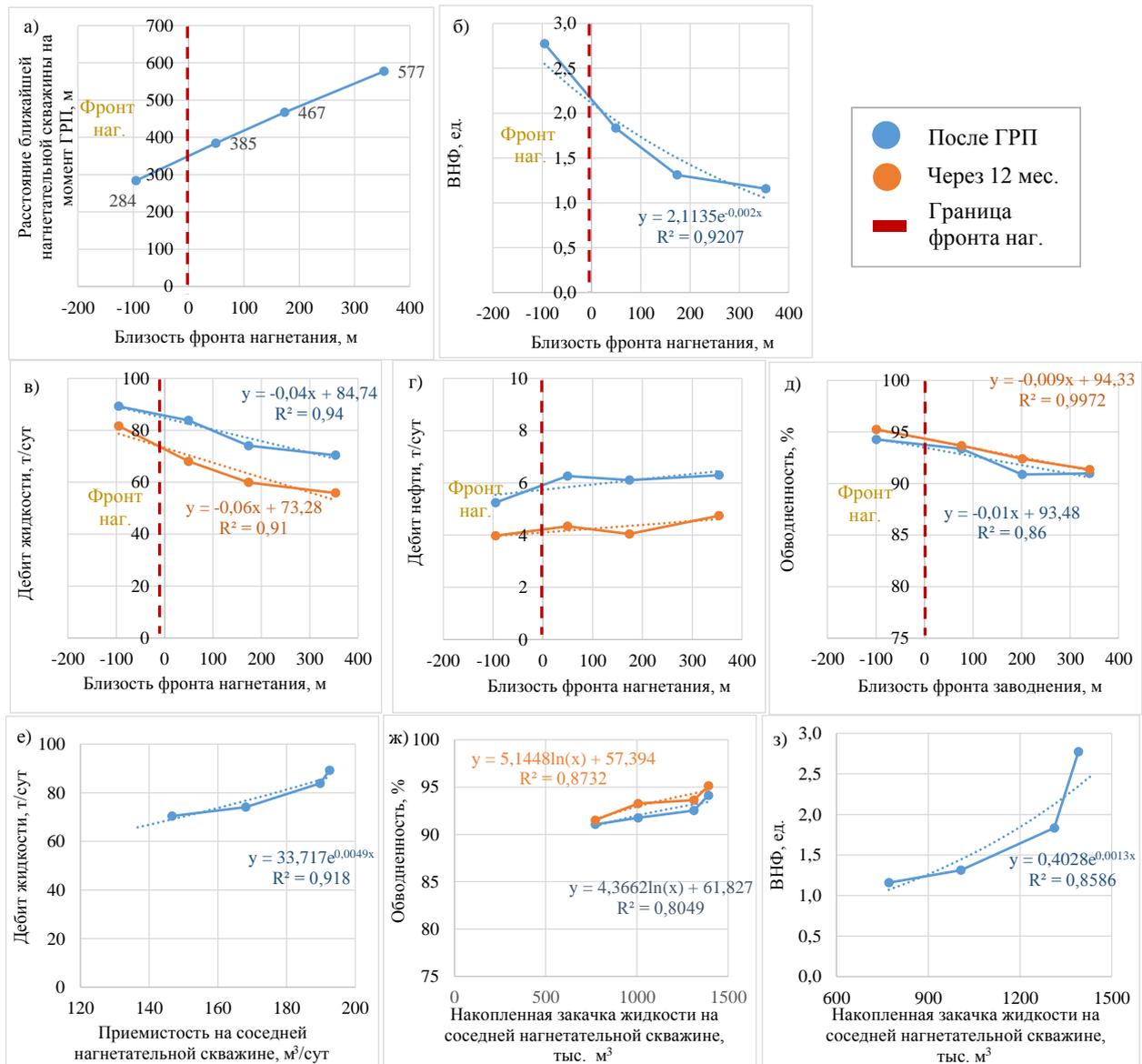
**Рис. 4. Изменение обводненности при ГРП с разделением по типам ремонта**

В ходе исследования проанализирована выборка из 459 ГРП на эксплуатационных добывающих скважинах, выполненных в период с 2015 по 2021 гг. на пластах Ванденской свиты месторождения Западной Сибири. По результатам отбраковки данных выборка сокращена до 453 ед.

Обработки разделены равномерно по количеству скважин на четыре диапазона в зависимости от близости к расчетному фронту нагнетания (Рис. 5):

- первые два диапазона на графиках – точки в пределах фронта нагнетания, расстояние до ближайших нагнетательных скважин на момент ГРП в среднем по данным диапазонам составляет 284 и 385 м соответственно;
- третий и четвертый диапазон – фронт нагнетания отдален, среднее расстояние до нагнетательных скважин 467 и 577 м (Рис. 5, а).

В пределах каждого диапазона рассчитаны следующие средние показатели – дебит жидкости и нефти, обводненность, ВНФ, приемистость на ближайшей нагнетательной скважине, накопленная закачка жидкости на соседней нагнетательной скважине на дату выполнения ГРП.



**Рис. 5. Зависимости дебита жидкости, нефти, обводненности и ВНФ от показателей ближайшей нагнетательной скважины**

В результате анализа фактического влияния нагнетательных скважин на эксплуатационные добывающие с ГРП, получено:

- с увеличением расстояния до ближайшей нагнетательной скважины уменьшается дебит жидкости (Рис. 5, в) и обводненность по-

- сле ГРП (Рис. 5, д), а также ВНФ (Рис. 5, б);
- с увеличением показателя накопленной закачки жидкости увеличивается обводненность (Рис. 5, ж) и ВНФ (Рис. 5, з);
  - высокие показатели приемистости на нагнетательных скважинах способствуют получению более высоких показателей дебита жидкости (Рис. 5, е) (и обводненности соответственно).

Полученные результаты указывают на существенное влияние нагнетательных скважин на текущее состояние разработки месторождения, в таких условиях целесообразно рассматривать мероприятия на добывающих скважинах, направленные на снижение доли негативного влияния нагнетательных.

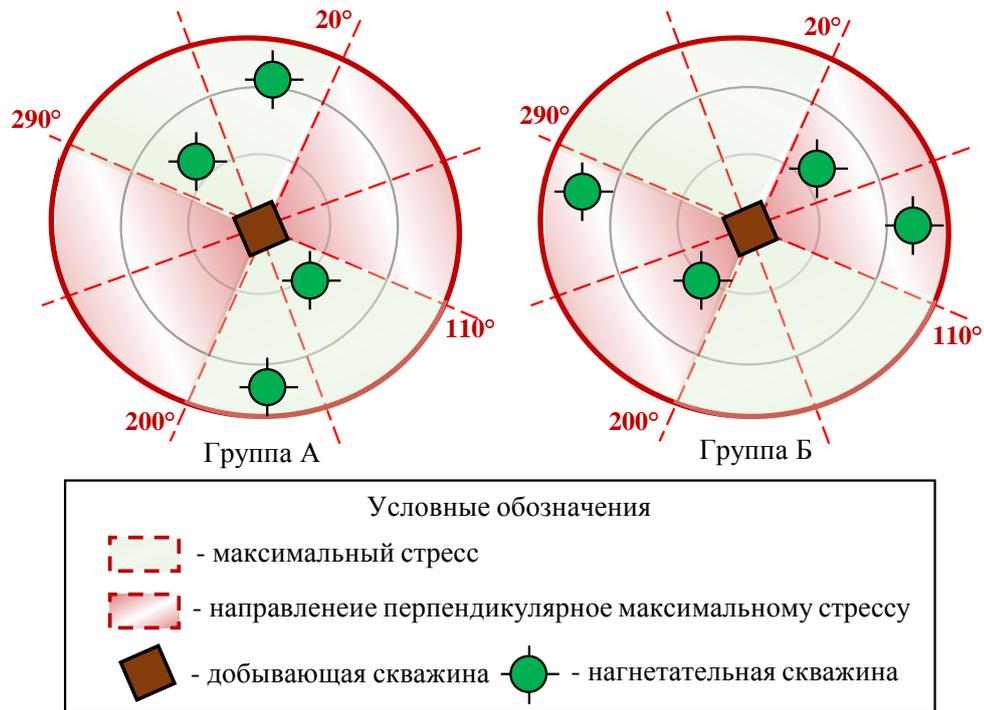
В дальнейшем анализе по оценке влияния расположения нагнетательных скважин относительно добывающих, скважины разделены на две группы (А и Б). Внутри групп выделены две подгруппы в зависимости от близости расчетного фронта нагнетания к добывающим – до 160 м и более 160 м. Данное расстояние обусловлено следующими факторами – полудлиной трещины ГРП согласно данным ре-дизайна (достигает значений до 180 м), равномерным распределением скважин между двумя подгруппами для корректной оценки (Рис. 6).

В качестве условия распространения трещины ГРП принимается направление вектора максимального напряженного состояния пласта (далее по тексту – направление максимального стресса), так как согласно исследованиям ГИС (ВАК-Д, микросейсмический мониторинг) [5] и геомеханической теории [6] это направление является преобладающим.

Группа А. Нагнетательная скважина расположена по направлению максимального стресса относительно добывающей, т.е. трещина ГРП в добывающей создается преимущественно в направлении к нагнетательной.

Группа Б. Нагнетательная скважина расположена перпендикулярно направлению максимального стресса относительно добывающей, т.е. тре-

щина ГРП в добывающей преимущественно перпендикулярна нагнетательной скважине.



**Рис. 6. Схематическое изображение расположения нагнетательных скважин в азимутальной ориентации**

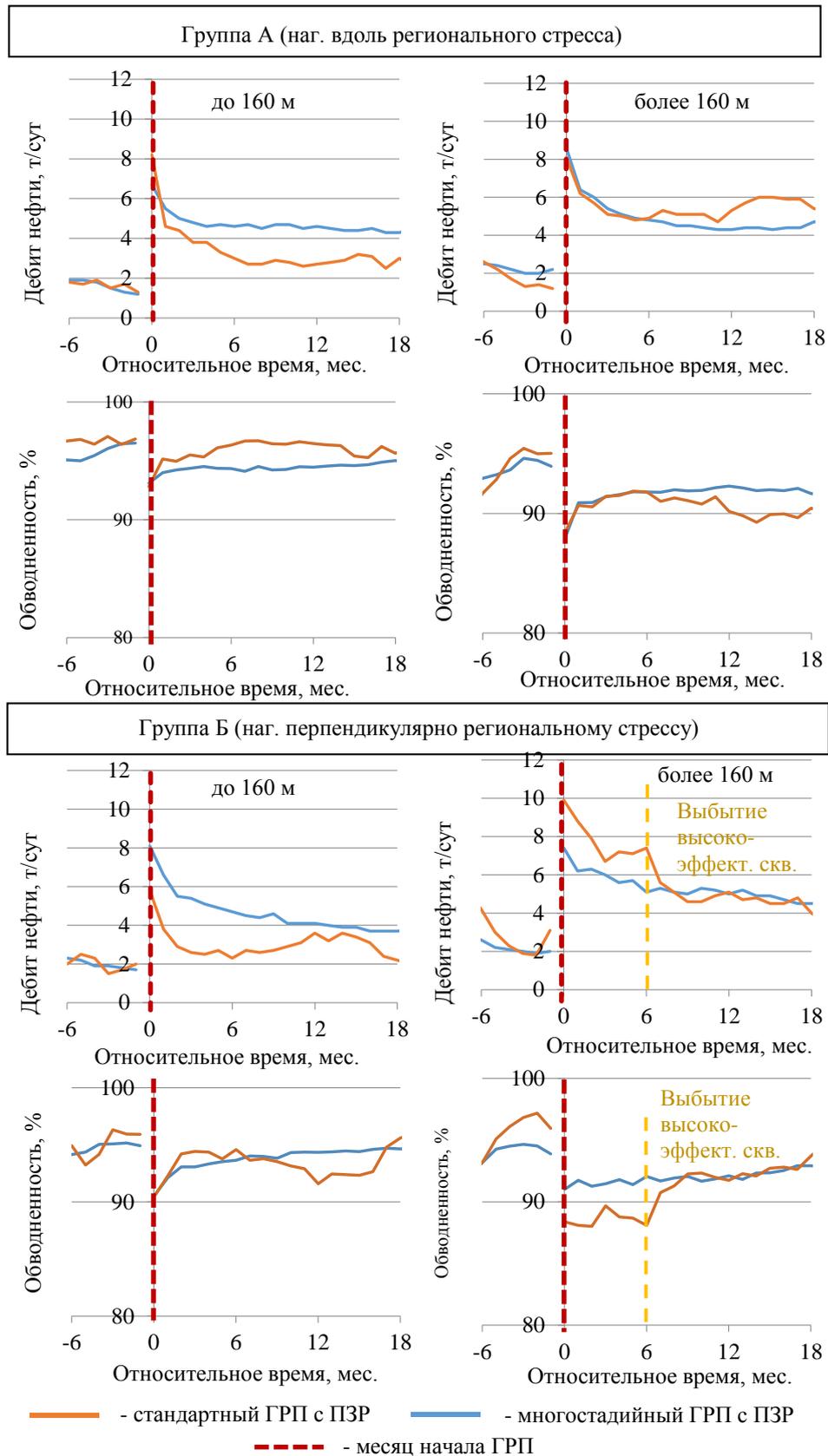
Внутри данных групп происходит разделение в зависимости от технологического подхода к ГРП – стандартные ГРП (закачка проппанта выполнена в одну стадию) и многостадийные ГРП (закачка выполнена в две и более стадий). Типы выполняемых предварительных ПЗР перед ГРП по обеим группам направлены на ограничение обводненности – 4а, 4б, 5а и 5б (см. рис. 3).

Сопоставляя динамику дебита нефти, обводненности и среднюю добычу на одну скважину (Рис. 7, табл. 1) получены следующие результаты:

1. При схожих базовых показателях на момент ГРП, получен более высокий и стабильный дебит нефти после многостадийного ГРП относительно стандартного в условиях близости к фронту нагнетания при значениях менее 160 м (в т. ч. скважины, попадающие под фронт).
2. Более высокий начальный и удельный приросты дебита нефти при низком показателе обводненности после ГРП достигнуты в скважи-

нах удаленных от нагнетательного ряда. В работе [7] так же, данное явление авторами отмечается. При этом стандартные ГРП в данных условиях демонстрируют более высокие показатели относительно многостадийных операций, что обусловлено созданием более протяженной трещины ГРП, за счет закачки аналогичной массы проппанта в одну стадию.

3. При близком расположении нагнетательного фонда (160 м и менее), по многостадийным ГРП обводненность в течении длительного времени не превышает уровень базового значения. Это условие позволяет выполнять многостадийные операции чаще относительно стандартных, снижая риски опережающего обводнения.
4. В случае, когда нагнетательная скважина расположена перпендикулярно направлению максимального стресса относительно добывающей (группа Б):
  - по стандартным ГРП – трещина развивается в зону пониженного давления (в зону с меньшим влиянием закачки), за счет чего средняя дополнительная добыча жидкости ниже относительно многостадийных (5,4 против 17,0 тыс. т/скв и 5,5 против 12,5 тыс. т/скв.)
  - в случае многостадийного ГРП за счет эффекта переориентации техногенных трещин, увеличивается охват пласта, в том числе в зоне, где отмечается положительное влияние нагнетательных скважин на энергетику пласта.
5. Абсолютный среднегодовой эффект по дополнительной добыче нефти на одну скважину по технологии многостадийного ГРП сопоставим вне зависимости от близости фронта нагнетания и азимутальной ориентации ближайшей нагнетательной скважины (группы А и Б), в то время как по стандартным операциям добыча нефти при близком расположении нагнетательных скважин ниже в среднем в 2 раза.



**Рис. 7. Приведенные дебиты нефти и обводненности с разделением на группы по расположению нагнетательных скважин в зависимости от близости фронта нагнетания**

Таблица 1

**Среднегодовая дополнительная добыча нефти на одну скважину с разделением на технологию ГРП в зависимости от близости фронта нагнетания**

Параметр			Ед. измерения	Технология обработки			
				Двухстадийные ГРП		Стандартные ГРП	
				Близость фронта нагнетания			
			до 160 м	более 160 м	до 160 м	более 160 м	
Группа А	Среднегодовая дополнительная добыча на одну скв.	жидкости	тыс. т/скв.	19,6	9,1	16,3	13,1
		нефти	тыс. т/скв.	1,4	1,2	0,8	1,5
Группа Б	Среднегодовая дополнительная добыча на одну скв.	жидкости	тыс. т/скв.	17,0	12,5	5,4	5,5
		нефти	тыс. т/скв.	1,3	1,4	0,7	1,4
Средняя полудлина трещины ГРП			м	83	87	82	98

Таким образом, на основе анализа получены следующие выводы:

1. Для скважин находящихся близ окружения нагнетательных скважин / либо в водопромытых зонах (группа А и Б, до 160 м) проведение ГРП рекомендуется по технологии многостадийной закачки с предварительной закачкой в пласт тампонирующего состава на основе дисперсных взвешенных частиц мела и древесной муки (экокор-20, карботек-20, РК-1). Данный подход приводит к длительному снижению обводненности после ГРП и продолжительному эффекту по нефти. Выполнение ГРП в несколько стадий позволяет увеличить суммарную массу проппанта, повысив площадь дренирования пласта по латерали.
2. В условиях отсутствия прямых рисков прорыва трещины во фронт нагнетания/водонасыщенные пропластки и расположения нагнетательных скважин по направлению максимального стресса целесообразнее выполнять обработки с увеличением полудлины трещины ГРП (группа А, более 160 м). Ввиду этого, рекомендуется применение ГРП по стандартной технологии с выполнением, аналогично многостадийным, предварительных селективных работ (4а, 4б, 5а, 5б).

3. Выполнение рекомендаций, обозначенных в пунктах 1 и 2, приведёт к потенциальному повышению эффективности по дополнительной добыче нефти на одну скважину – от 7 до 17 %.
4. Осложненным условием при выполнении ГРП является близкое расположение добывающей скважины относительно нагнетательной по направлению максимального стресса (группа А), о чем свидетельствует резкий рост обводненности в первые месяцы работы скважин и последующий низкий уровень дебита нефти после стандартного ГРП (негативное влияние системы нагнетания). В таких условиях за счет эффекта переориентации многостадийные ГРП наиболее предпочтительнее, так как первая трещина (с меньшей полудлиной) образуется вдоль направления к нагнетательной, минимизируя риски прорыва во фронт нагнетания второй основной трещины ГРП.

#### Список литературы

1. Способ формирования трещин или разрывов: пат. 2016135470 Рос. Федерация. № 2637539 С1/ Валеев А. С., Салимов Ф. С. ; заявл. 31.08.2016 ; опубл. 05.12.2017, Бюл. № 34. 14 С.
2. Внедрение перспективных технологических решений при проведении МГРП на объекте БВ<sub>7</sub> Южно-Винтовойского месторождения / А. В. Бухаров, А. Ю. Сенцов, А. В. Родионов, Д. А. Астафьев, Е. Н. Мальшаков // Геология, геофизика, и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 9. С. 69-76.
3. Влияние ориентации и протяженности трещины ГРП на коэффициент извлечения нефти и плотность сетки скважин / И. В. Владимиров, А. Ф. Шакурова, А. В. Аржиловский, В. В. Васильев // Нефтепромысловое дело. 2012. № 1. С. 79-81.
4. Технологии ремонтов при ГРП для различных геолого-промысловых условий крупных нефтяных объектов, находящихся на поздней стадии разработки (на примере объекта БВ8 Повховского месторождения) / Е. С. Агуреева, Р. Т. Алимханов, Д. А. Астафьев, А. В. Бухаров, А. Н. Кононцев, Е. Н. Мальшаков, И. А. Самойлова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 10. С. 76–80.
5. Влияние азимута проводки скважины и угла входа в пласт на эффективность гидроразрыва пласта на примере боковых стволов объекта БВ8 Повховского месторождения ТПП «Повхнефтегаз» / А.В. Бухаров, Т.А. Хакимов, Н.А. Демяненко, А. В. Родионов // Нефтепромысловое дело. 2018. № 10. С. 35-42.
6. Economides M. J., Martin A. N. How to decide between horizontal transverse, horizontal longitudinal and vertical fractured completion. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2010. DOI: 10.2118/134424-MS.
7. Зависимость эффективности ГРП от расположения скважины в системе нагнетательных и добывающих скважин на залежи / И. В. Владимиров,

Н. И. Хисамутдинов, М. С. Антонов, В. В. Васильев, А. В. Аржиловский // Нефте-  
промышленное дело. 2012. № 1. С. 61-63.

### References

1. Method for formation of cracks or fractures: pat. 2016135470 Rus. Federation. № 2637539 C1/ Valeev A. S., Salimov F. S. ; appl. 31.08.2016 ; publ. 05.12.2017, Bul. № 34. 14 p.
2. Implementation of perspective technological solutions when conducting a multi-stage hydraulic fracturing (MSHF) of a formation at BV7 object of Yuzhno-Vyintoy field / A. V. Bukharov, A. Y. Sentsov, A. V. Rodionov, D. A. Astafiev, E. N. Malshakov // Geology, geophysics, and oil and gas field development. 2017. № 9. p. 69-76.
3. Influence of orientation and length of a vertical crack left by a formation hydraulic fracturing on oil recovery factor and density of wells grid / I. V. Vladimirov, A. F. Shakurova, A. V. Arzhilovsky, V. V. Vasiliev // Neftepromyslovoe delo. 2012. № 1. p. 79-81.
4. Repair technologies applied while performing of a formation hydraulic fracturing in various geological-field conditions of big oil deposits being at the latest stage of their development (with the example of BV<sub>8</sub> formation of Povkhovsky field) / E. S. Agureeva, R. T. Alimkhanov, D. A. Astafyef, A. V. Bukharov, A. N. Konontsoev, E. N. Malshakov, I. A. Samoylova // Geology, geophysics, and oil and gas field development. 2014. № 10. p. 76–80.
5. Effect of a well drilling azimuth and angle entry into a formation on the efficiency of hydraulic fracturing of a formation on the example of lateral wellbores of Povkhovsky field BV8 object of "Povkhneftegaz" territorial production department (TPD) / A.V. Bukharov, T.A. Khakimov, N.A. Demyanenko, A. V. Rodionov // Neftepromyslovoe delo. 2018. № 10. p. 35-42.
6. Economides M. J., Martin A. N. How to decide between horizontal transverse, horizontal longitudinal and vertical fractured completion. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2010. DOI: 10.2118/134424-MS.
7. Dependence of efficiency of a formation hydraulic fracturing on a well location in the system of injection and production wells of a deposit / I. V. Vladimirov, N. I. Khisamutdinov, M. S. Antonov, V. V. Vasiliev, A. V. Arzhilovsky // Neftepromyslovoe delo. 2012. № 1. p. 61-63.

### **Сведения об авторах**

*Добровинский Дмитрий Леонидович*, ведущий инженер Отдела планирования интенсификации добычи нефти, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»  
Россия, 625007, Тюмень, ул. Депутатская 80, к. 2  
E-mail: dobrovinskyiD@gmail.com

*Вилков Максим Николаевич*, начальник Отдела планирования интенсификации добычи нефти, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»  
Россия, 625046, Тюмень, ул. Линейная 17  
E-mail: Maksim.Vilkov@lukoil.com

### **Authors**

*D.L. Dobrovinskiy*, Lead Engineer of the oil production Intensification planning Department, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft » in Tyumen  
80, h 2, Deputatskaya st., Tyumen, 625007, Russian Federation  
E-mail: dobrovinskyiD@gmail.com

*M.N. Vilkov*, Head of Department of the oil production Intensification planning, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen  
17, Linnaya st., Tyumen, 625046, Russian Federation  
E-mail: Maksim.Vilkov@lukoil.com

*Статья поступила в редакцию 16.11.2022*  
*Принята к публикации 19.12.2022*  
*Опубликована 30.12.2022*