

Обоснование оптимальных параметров трещин многоэтапного гидроразрыва пласта в наклонно-направленных скважинах

Добровинский Д.Л.¹, Вилков М.Н.¹, Иванова Ю.И.¹, Шабелянский В.А.¹, Мальшаков Е.Н.¹, Разяпова А.А.¹, Сохошко С.К.², Хакимов И.И.³

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия, ²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия;

³ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Повхнефтегаз», Когалым, Россия
dobrovinskyid@gmail.com

Аннотация

В данной работе определены оптимальные параметры технологии гидроразрыва пласта (ГРП) при выполнении многоэтапной закачки проппанта в один целевой интервал перфорации наклонно-направленной скважины. Под оптимальностью понимается получение наибольшей добычи нефти в зависимости от геометрических параметров трещин и количества этапов ГРП. Изучен вопрос переориентации трещин ГРП и их влияния на эффективность обработок. В результате представлена эталонная технология многоэтапного ГРП с учетом теоретического и практического опыта, а также гидродинамического моделирования характера притока к скважине.

Материалы и методы

Для решения задачи:

- изучен опыт применения технологии многоэтапного ГРП в ННС на практике;
- проведено гидродинамическое моделирование притока к скважине в зависимости от геометрических параметров трещин и количества этапов ГРП;
- исследовано взаимодействие пересекающихся трещин при

различных углах отклонения, проведен сравнительный анализ полученных результатов.

Ключевые слова

ГРП, двухстадийные, двухэтапные, многостадийные ГРП в ННС, многоэтапная закачка, моделирование двухстадийного ГРП, Западная Сибирь

Для цитирования

Добровинский Д.Л., Вилков М.Н., Иванова Ю.И., Шабелянский В.А., Мальшаков Е.Н., Разяпова А.А., Сохошко С.К., Хакимов И.И. Обоснование оптимальных параметров трещин многоэтапного гидроразрыва пласта в наклонно-направленных скважинах // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 73–79. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-73-79

Поступила в редакцию: 08.07.2024

Substantiation of optimal fracture parameters of multistage hydraulic fracturing in deviated wells

Dobrovinskii D.L.¹, Vilkov M.N.¹, Ivanova Yu.I.¹, Shabelyanskii V.A.¹, Malshakov E.N.¹, Razyapova A.A.¹, Sokhoshko S.K.², Khakimov I.I.³

¹“LUKOIL-Engineering” LLC, Tyumen, Russia; ²Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia; ³“LUKOIL-Western Siberia” LLC “Povkhneftegas” TPE, Kogalym, Russia
dobrovinskyid@gmail.com

Abstract

This paper determines the optimal parameters of the hydraulic fracturing technology (HF) when performing multi-stage proppant injection into one target perforation interval of a deviated well. Optimality means obtaining the highest cumulative oil production depending on the geometric parameters of the fractures and the number of HF stages. The issue of reorientation of HF and their influence on the efficiency of treatments has been studied. As a result, the presented reference technology of multi-stage HF, taking into account theoretical and practical experience, as well as hydrodynamic modeling of the inflow to the well.

Materials and methods

To solve the problem:

- the experience of using multistage hydraulic fracturing technology in a deviated wells in practice has been studied;
- hydrodynamic simulation of the inflow to the well has been carried out depending on the geometric parameters of fractures and the number of fracturing stages;
- the interaction of intersecting fractures at different opening angles

has been researched, and a comparative analysis of the results obtained has been carried out.

Keywords

HF, hydraulic fracturing, two-stage HF, two-step HF, multi-stage HF in deviated wells, multi-step injection, modeling of two-stage HF, Western Siberia.

For citation

Dobrovinskii D.L., Vilkov M.N., Ivanova Yu.I., Shabelyanskii V.A., Malshakov E.N., Razyapova A.A., Sokhoshko S.K., Khakimov I.I. Substantiation of optimal fracture parameters of multistage hydraulic fracturing in deviated wells. Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 73–79. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-73-79

Received: 08.07.2024

Введение

Многолетний опыт применения гидроразрыва пласта (ГРП) показывает, что на поздних этапах разработки месторождений не существует универсальной технологии, позволяющей вовлечь в добычу невыработанные запасы пласта. В процессе разработки дизайнов ГРП специалистами подбираются технологические решения, позволяющие адаптировать технологию ГРП к каждой конкретной скважине, исходя из индивидуальных особенностей строения пласта, вида проводимых работ (ремонтно-изоляционные, закачка тампонирующего состава и т. д.) и условий экономической целесообразности [1].

Объектом исследования являются многоэтапные (двух-, трехэтапные) ГРП в наклонно-направленных скважинах (ННС), выполненные в условиях месторождений Западной Сибири. Предмет исследования — показатели технологической эффективности обработок.

Отечественными и зарубежными специалистами продолжительный промежуток времени публикуется теоретический и эмпирический опыт исследований возможности переориентации трещины при проведении операций ГРП. Согласно работам [2–4], в скважине, не возмущенной эксплуатацией, трещина ГРП образуется в вертикальной плоскости и простирается вдоль максимального главного напряжения.

Однако в работах [5, 6] описаны условия, при которых вектор максимальных и минимальных напряжений может менять свое направление. Связано это с изменением напряженно-деформированного состояния (НДС) пласта в окружающем массиве при его активной разработке, когда за счет влияния параметров работы добывающих и нагнетательных скважин происходит перераспределение порового давления, что вызывает некоторую деформацию скелета породы. Помимо этого

фактор создания трещины ГРП способствует возникновению дополнительных кольцевых сжимающих напряжений, которые в значительной степени изменяют поле напряжений.

Тогда в совокупности факторов разницы горизонтальных напряжений может стать отрицательной, следовательно, напряжения меняются местами. И в течение некоторого времени в окрестности скважины горизонтальные напряжения направлены перпендикулярно первичной трещине ГРП.

Тем не менее стоит отметить помимо переориентации трещины ГРП возможен факт создания новой трещины ГРП уже в уже существующей [7, 8]. Такое явление присуще полю с высокой базовой анизотропией напряжений ($\Sigma\sigma_{\min} \leq 0,7 \Sigma\sigma_{\max}$). При этом чем ближе коэффициент анизотропии между горизонтальными напряжениями к 1,0 д. е., тем выше шанс создать предпосылки к ортогональному образованию трещин относительно установленного азимута максимального стресса на рассматриваемом объекте.

Описание технологии многоэтапного ГРП в наклонно-направленных скважинах

Технология многоэтапного ГРП в ННС базируется на последовательном создании нескольких трещин ГРП. Раскрытие первой трещины вызывает рост горизонтальных сжимающих напряжений, при этом чем больше ширина трещины, тем выше влияние на НДС в призабойной зоне пласта (ПЗП). Главным является то, что при большем раскрытии первичной трещины в ее окрестности происходит снижение уровня анизотропии первоначального поля напряжений. Вследствие этого минимум величины давления, при котором создаются условия для роста вторичной трещины в другом направлении, увеличивается [7]. Прирост напряжений явно проявляется близ окрестности трещины, а далее, по мере

удаления от нее (в пределах 2 м), прирост дополнительных напряжений значительно уменьшается. В связи с этим можно сделать вывод о том, что ортогональный разворот трещины возможно достичь близ скважины, с последующим выравниванием трещины в направлении максимального главного напряжения.

Технически операция многоэтапного ГРП выполняется следующим образом. После предварительного мини-ГРП (целью которого является уточнение геомеханических моделей и внесение поправок в программу основного ГРП) проводится закачка двух (и более) основных этапов закачки в один целевой интервал пласта. Схематически графики закачки выполнения классического и многоэтапного ГРП представлены на рисунке 1.

На первом этапе основного ГРП проводится закачка части проппанта (как правило, 20–40 % от общей массы) с увеличенным объемом буферной жидкости, создается трещина ГРП с увеличенной шириной, за счет чего происходит перераспределение напряженного состояния и изменение пластового давления в ПЗП. Далее выдерживается технологический отстой (1–2 ч), необходимый для закрепления трещины в продуктивном пласте ГРП. На следующем этапе проводится закачка остальной пачки проппанта (60–70 % от общей массы в случае двухэтапного ГРП, в случае трехэтапного ГРП — три стадии по аналогичному циклу, с увеличением массы проппанта на каждом этапе). Соответственно, развитие трещин предполагает иное азимутальное распространение, относительно направлений предыдущих этапов ГРП, что увеличивает охват пласта по латерали.

В работе [9] представлен пример расчетов многовариантного моделирования повторного ГРП, где начальные и удельные приросты дебита нефти в случае переориентации выше, при этом наибольшие показатели достигнуты при развороте трещины на 90°, что согласуется с результатами математических расчетов в работе [10].

Постановка задачи

При проектировании ГРП возникает потребность в быстрой оценке эффективности предлагаемой технологии в зависимости от геометрии трещин и их взаимного расположения. Использование детальных сеточных моделей для проведения многовариантных расчетов требует чрезмерных вычислительных затрат, поэтому актуальной становится задача по созданию упрощенных моделей для расчетов таких течений. Большинство таких исследований основано на изучении течения однофазной жидкости с постоянными свойствами. Однако все эти расчеты выполняли на синтетических моделях, в которых задавались условные параметры геологических характеристик пласта и трещин ГРП без учета ретроспективных данных работы скважин и конкретной технологии ГРП. В связи с этим затруднена оценка точности и границ применимости полученных асимптотических зависимостей для реальных условий месторождений Западной Сибири.

Описание гидродинамической модели

Для уточнения теоретического материала в данной работе выполнено гидродинамическое моделирование притока флюида к наклонно-направленной скважине с многоэтапным ГРП в гидродинамическом симуляторе с одной, двумя, тремя и четырьмя трещинами ГРП с различными азимутальными углами

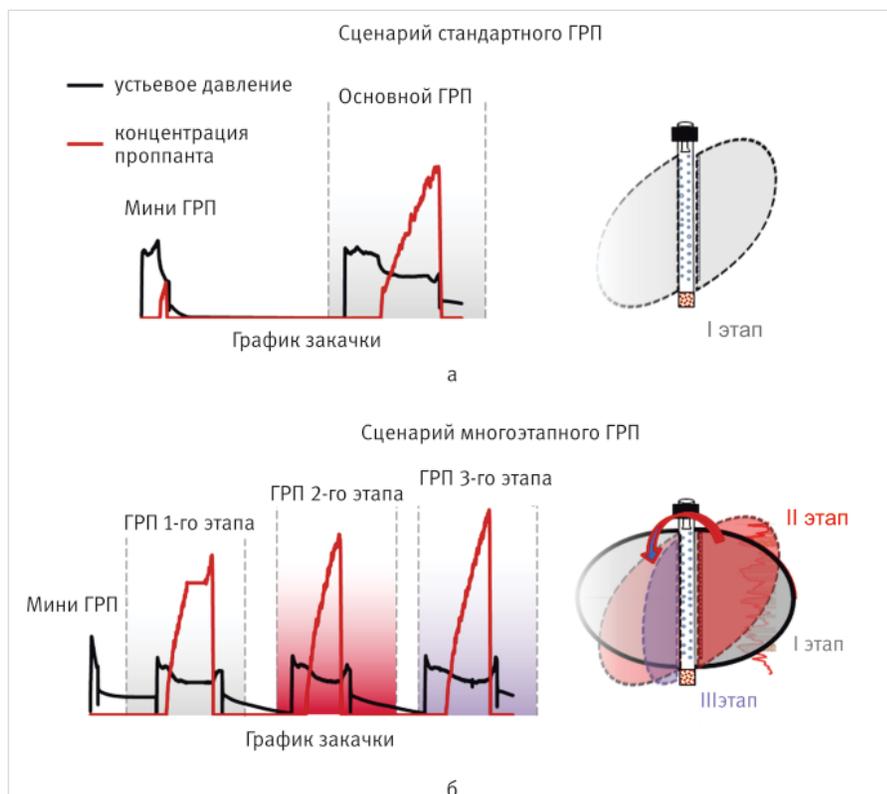


Рис. 1. Схематическое изображение графика закачки стандартного — а и многоэтапного ГРП — б на наклонно-направленной скважине

Fig. 1. Schematic representation of the diagram injection for standard — a and multi-stage hydraulic fracturing — б on a directional well

Табл. 1. Геолого-физические характеристики нефтяного объекта
 Tab. 1. Geological setting of oil filed

Эффективная толщина, м	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.	Коэффициент песчанности, д. ед.	Расчлененность, ед.	Начальные геологические запасы, тыс. т	Подвижные запасы, тыс. т
19,3	24,2	0,56	0,42	8	3529,2	1782,4

и полудлинами в окрестности одиночной добывающей скважины со свойствами реального объекта разработки. Средние геолого-физические характеристики рассматриваемого объекта нефтяного месторождения представлены в таблице 1.

Для гидродинамического расчета используется модель нелетучей нефти (black oil), представленная в виде куба с размерами 1 500×1 500 м, толщиной 50 м, размер одной ячейки 5×5×1 м. Модель является частью пласта, в которой находятся две нагнетательные скважины №№ 1 и 3 и одна добывающая № 2, расположенная в центре. Здесь и в дальнейшем в расчетах принимаются следующие граничные условия на ГРП: общая масса проппанта (Mпр) — 90 т, первая трещина ГРП направлена вдоль максимального стресса (по данным ранее выполненных исследований он составляет 140° (Юго-Восточный квадрант) — 320° (Северо-Западный квадрант) [11]) и имеет меньшую полудлину относительно других трещин, все рассматриваемые варианты операций ГРП выполнены с равной суммарной массой проппанта (рис. 2). Во всех вариантах полудлины трещин рассчитаны исходя из средних значений полудлин по данным фрак-листа для соответствующей общей массы проппанта на рассматриваемом объекте. В качестве конкретного примера: одной трещине массой проппанта 90 т соответствует средняя полудлина 140 м, двум трещинам с комбинацией закачки 20+70 т — средняя полудлина 35+125 м, трем трещинам с закачкой 20+30+60 т — 30+50+80 м и далее аналогичным образом.

Для моделирования процесса ГРП применялась улучшенная одномерная модель течения флюида в трещине с возможностью прямого перетока из ячейки в ячейку, в которой учитываются эффективные радиусы питания трещин.

Методически расчет с учетом граничных условий выполнен следующим образом:

- рассчитан приток к добывающей скважине в зависимости от количества трещин;
- исследовано взаимодействие пересекающихся трещин при различных углах отклонения;
- выполнен анализ притока жидкости к скважине при многоэтапном ГРП в зависимости от соотношения полудлин трещин.

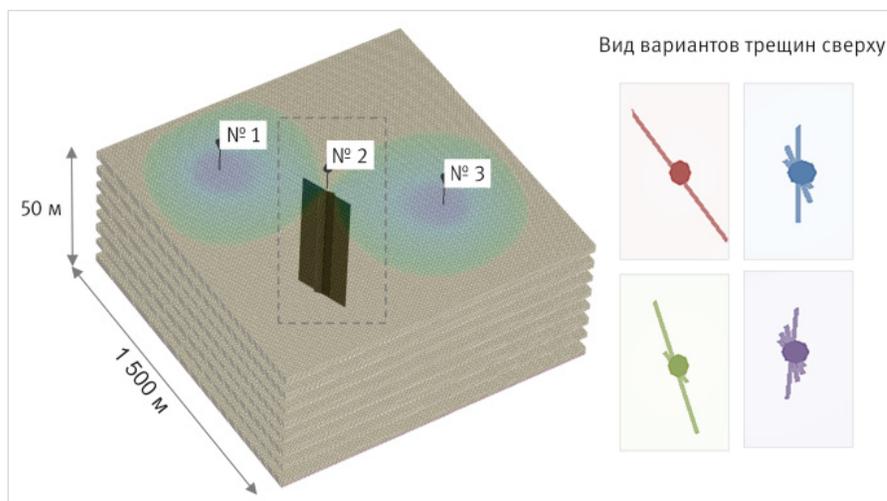


Рис. 2. Модель куба в начальный момент времени с направлением трещины вдоль максимального стресса

Fig. 2. Model of a cube at the initial moment of time with the direction of the HF along the maximum stress

Результаты гидродинамического моделирования

Сравнительный анализ показывает (табл. 2, рис. 3), что количество трещин ГРП влияет нелинейно на показатели

добычи нефти в течение времени. Наибольший прирост дополнительной добычи нефти в абсолютных значениях за рассматриваемый период получен при четырех трещинах ГРП. Однако в приращенной доли

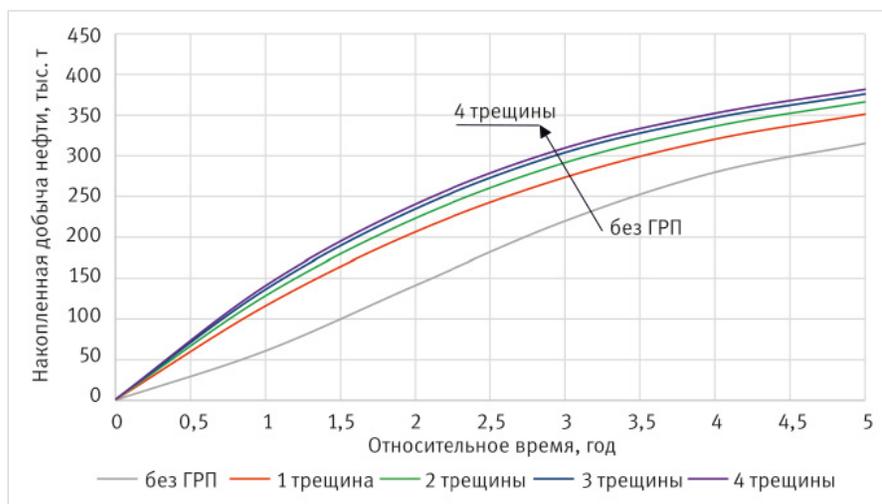


Рис. 3. Распределение накопленной добычи нефти в зависимости от количества трещин ГРП. Скважина с ГРП из бурения

Fig. 3. Distribution of cumulative oil production depending from number of HF. Well with HF from drilling

Табл. 2. Исходные данные параметров трещин ГРП
 Tab. 2. Initial data of HF parameters

Количество трещин, ед.	Азимуты трещин				Δ угла отклонения трещин, °	Полудлина трещин, м	Ширина трещин, м				Высота трещин, м	Масса проппанта, т
	α1, °	α2, °	α3, °	α4, °			W ₁	W ₂	W ₃	W ₄		
1	140	—	—	—	20	140	0,015	—	—	—	43	90
2	140	120	—	—		35+125	0,015	0,03	—	—		
3	140	120	100	—		30+50+80	0,015	0,010	0,05	—		
4	140	120	100	80		30+40+50+70	0,015	0,010	0,05	0,03		

при многоэтапном ГРП наибольший процент достигается при добавлении второй трещины. Так, при моделировании работы вновь введенной из бурения скважины с одной трещиной увеличение добычи относительно аналогичной скважины без ГРП составило 10 %, при двух трещинах — 14 %, при трех и четырех 16 и 17 % соответственно. Это явление можно качественно объяснить тем, что при малом числе трещин поворот трещины делает большую часть фильтрации плоскопараллельной, а при большем числе трещин они взаимно перекрываются и эффективность фильтрации в зоне пониженного давления близ скважины ухудшается (рис. 4). Аналогичные результаты получены и в скважинах, пребывавших в эксплуатации на момент ГРП в течение 10 лет (рис. 5).

Далее более подробно рассмотрено влияние угла отклонения трещины на эксплуатационные показатели добывающей скважины на примере двухэтапного ГРП и приведены

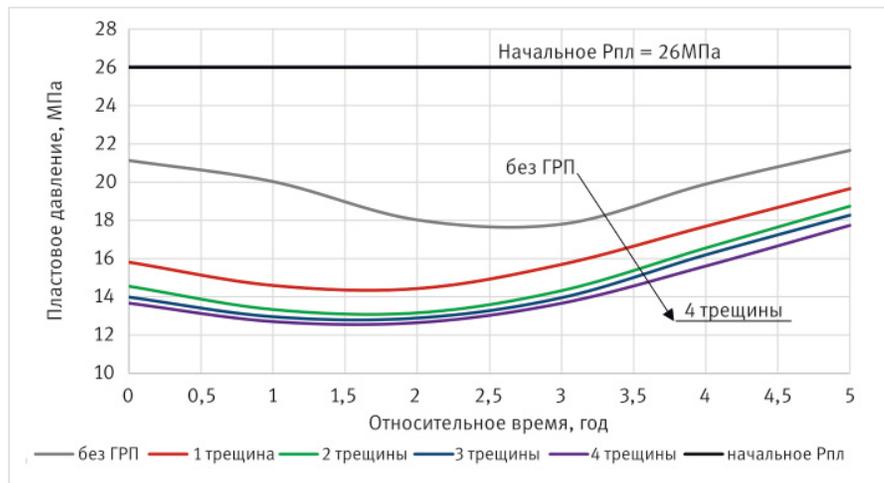


Рис. 4. Распределение пластового давления (9 точек). Скважина с ГРП из бурения
Fig. 4. Distribution of formation pressure (9 point). Well with HF from drilling

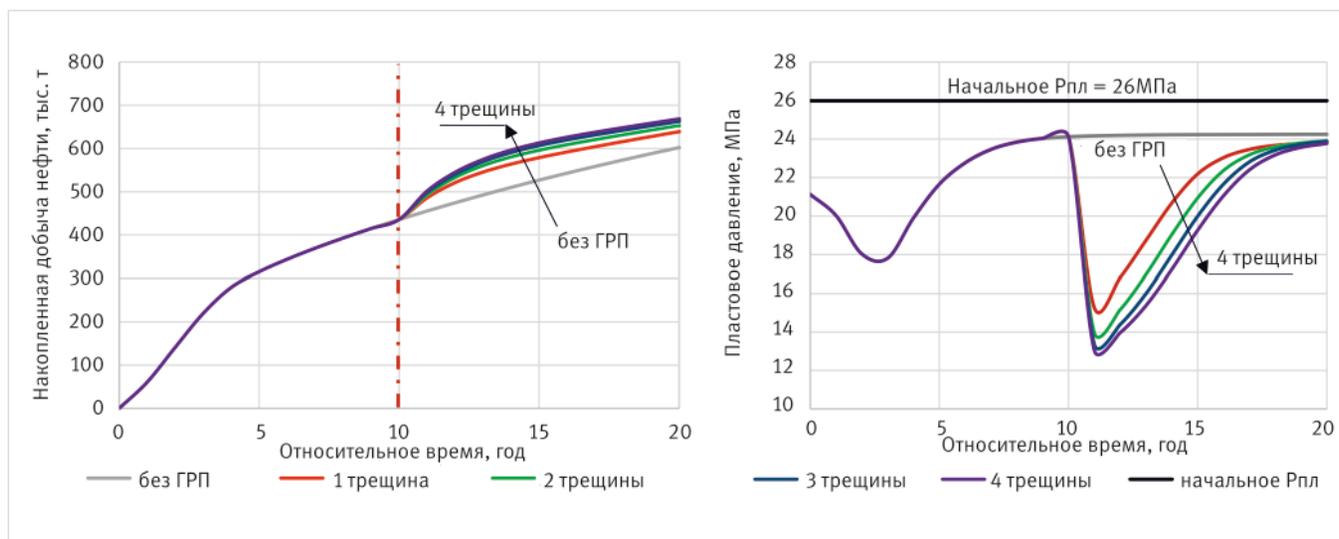


Рис. 5. Распределение накопленной добычи нефти и пластового давления (9 точек) в зависимости от количества трещин ГРП. Эксплуатационная скважина
Fig. 5. Distribution of cumulative oil production and formation pressure (9 points) depending on the number of HF. Production well

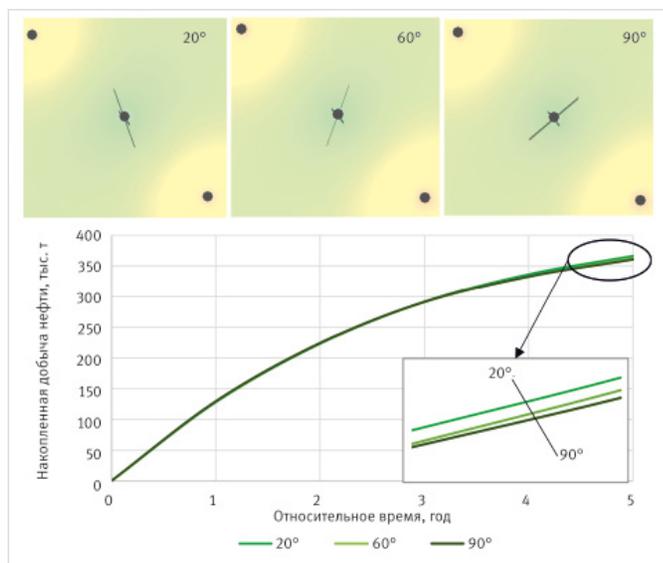


Рис. 6. Распределение накопленной добычи нефти в зависимости от угла отклонения трещин при двухэтапном ГРП. Скважина с ГРП из бурения
Fig. 6. Distribution of cumulative oil production depending on the fracture opening angle during two-stage HF. Well with HF from drilling

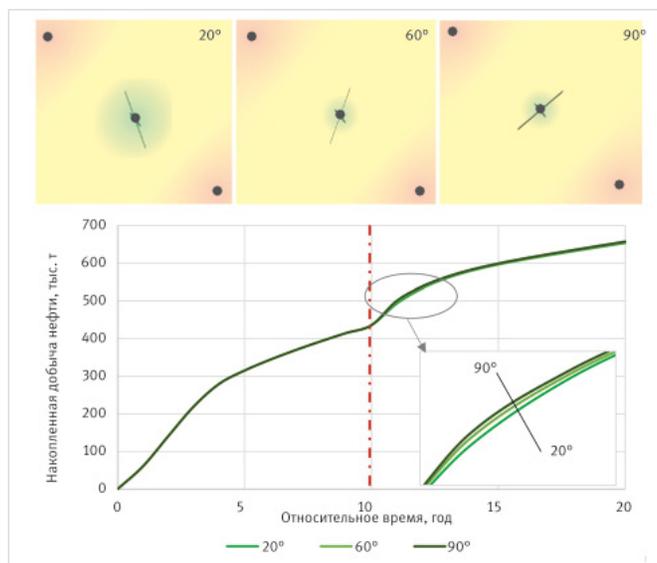


Рис. 7. Распределение накопленной добычи нефти в зависимости от угла отклонения трещин при двухэтапном ГРП. Эксплуатационная скважина
Fig. 7. Distribution of cumulative oil production depending on the fracture opening angle during two-stage HF. Production well

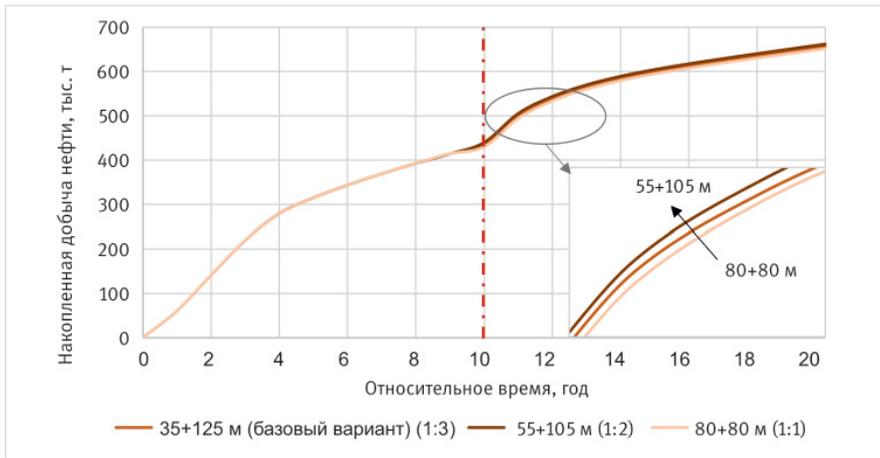


Рис. 8. Распределение накопленной добычи нефти при двухэтапном ГРП в зависимости от соотношения полудлин при максимальном отклонении трещины. Эксплуатационная скважина

Fig. 8. Distribution of cumulative oil production during two-stage HF depending on the length ratio at maximum fracture opening. Production well

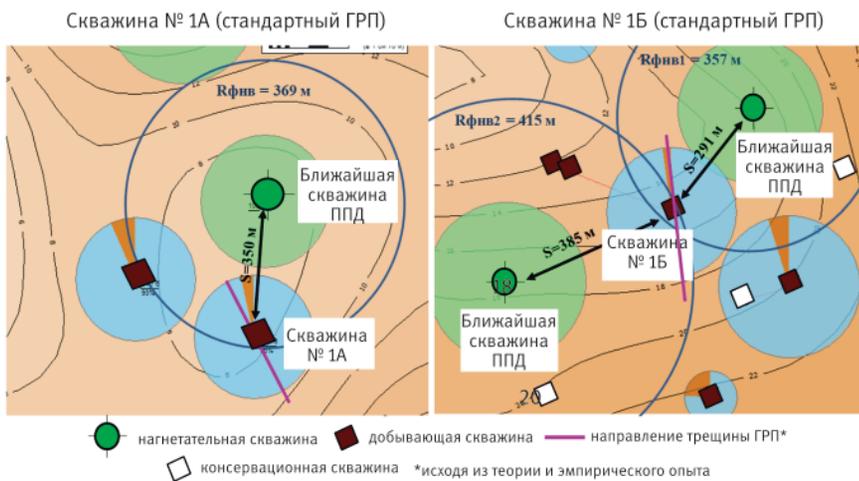


Рис. 9. Фрагмент карты текущего состояния разработки, скважины после стандартного ГРП

Fig. 9. Copying from the map of the current state of development, wells after standard HF

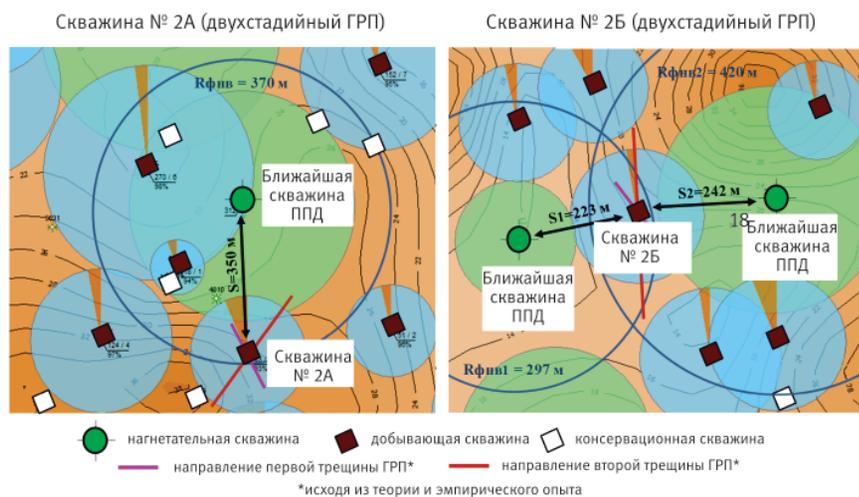


Рис. 10. Фрагмент карты текущего состояния разработки, скважины после двухэтапного ГРП

Fig. 10. Copying from the map of the current state of development, wells after two-stage HF

итоги расчетов для трех- и четырехэтапного ГРП. Как видно из графика (рис. 6), при вводе скважин в добычу с ГРП из бурения, разноориентированное расположение трещин положительного влияния на показатели добычи нефти не оказывает, что обусловлено попаданием более длинной трещины в зону пониженного давления в заданных условиях. В связи с этим в дальнейших расчетах рассмотрены варианты ГРП в эксплуатационной скважине, на участке, где система поддержания пластового давления сформирована.

Таким образом, в случае скважины, пребывающей в эксплуатации на момент ГРП, при увеличении угла отклонения трещины наблюдается обратная картина (рис. 7). За счет работы нагнетательных скважин в течение длительного времени пластовое давление в зоне переориентации близко к начальному, как результат депрессия на пласт и показатели добычи в этой зоне выше. Помимо этого важно отметить, что при максимальном отклонении трещин плотность потока на удаленной концевой части возрастает по причине снижения взаимовлияния между ними. Для операций трех- и четырехэтапного ГРП выполнена аналогичная серия расчетов, результаты соответствуют полученному тренду: при максимальном угле отклонения трещин (для трех- и четырехэтапного ГРП — 60° и 45° соответственно) — увеличиваются накопленные показатели добычи жидкости и нефти.

Варьируя соотношение полудлин трещин при максимальном угле отклонения (90°), для двухэтапного ГРП получен наибольший прирост дополнительной добычи нефти (рис. 8) при соотношении трещин 1:2 (короткая трещина вдоль направления максимального стресса к длинной трещине перпендикулярно направлению максимального стресса), в абсолютных значениях полудлина составила 55+105 м. В некотором смысле это «золотое сечение» операций двухэтапного ГРП, где эффективные радиусы питания трещины перекрываются минимально, и большая трещина не поглощает контуром малую.

Для операций трех- и четырехэтапного ГРП выполнена аналогичная последовательность в методике расчета (соблюдены граничные условия по массе проппанта в 90 т, и проведена корреляция со средними значениями полудлин фактических операций). Установлено, что наибольшая добыча нефти при трех трещинах ГРП достигается в соотношении 1:1,5:2,8 или 30+45+85 м, при четырех трещинах — 1:1,6:2,2:3,0 или 25+40+55+75 м.

Практическое применение

Также рассмотрим случай выполнения стандартного и двухэтапного ГРП на практическом примере, когда вдоль (скважины № 1А и 2А, рис. 9, 10) и поперек (скважины № 1Б и 2Б, рис. 9, 10) направления максимального стресса относительно добывающей расположены нагнетательные скважины. Дизайн двухэтапного ГРП спроектирован с соотношением полудлин трещин 1 к 2 с акцентом на увеличении ширины на первом этапе, проппант в скважину № 2А закачан по схеме 30+50 т, в скважину № 2Б — 20+40 т.

На рисунках видно что расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами составляет от 223 до 385 м, при этом расчетный фронт нагнетания ближайших скважин ППД (поддерживающих пластовое давление) составляет от 297 до 420 м. Фактически трещины ГРП расположены во фронте влияния

нагнетательной скважины. Однако в динамике работы скважин можно заметить (рис. 11), что после стандартного ГРП наблюдается интенсивное снижение дебита нефти, по двухэтапным ГРП – стабильная работа в течение длительного времени.

Азимут распространения трещин ГРП на рисунках установлен с учетом обработки базы данных ГИС, эмпирического опыта и теоретических расчетов [12, 13].

Итоги

В результате данной работы предложен концепт эталонной модели многоэтапного ГРП. С увеличением угла отклонения трещин ГРП, стремящихся к нормали, относительно предыдущей трещины увеличиваются накопленные показатели добычи нефти (и жидкости). В случае двухэтапного ГРП этот угол равен 90° , для трехэтапных обработок – 60° , для четырехэтапных – 45° . Для получения максимального притока нефти (и жидкости) в обозначенных условиях необходим баланс в соотношении полудлин трещин составляет 1 к 2 (первая короткая и вторая длинная трещина, 55+105 м), для трехэтапного ГРП соотношение составляет 1:1,5:2,8 (или 30+45+85 м), для четырехэтапного – 1:1,6:2,2:3,0 (или 25+40+55+75 м).

Выводы

Для достижения эффекта переориентации каждой новой трещины, необходимо проектирование дизайна предшествующего этапа ГРП с акцентом на увеличение ширины.

Улучшение энергетических свойств пласта в зоне отбора позволяет в полной мере реализовывать потенциал многоэтапного ГРП в добывающих скважинах.

Важно учесть, что для минимизации рисков преждевременного обводнения скважин в процессе работы после ГРП наиболее предпочтительно условие, когда предыдущая трещина, созданная первым этапом, имеет меньшую полудлину в направлении к нагнетательной и обладает максимально возможной шириной для данных пластовых условий, что позволит добиться эффекта переориентации последующих(-ей) трещин(-ы) ГРП.

Литература

1. Бухаров А.В., Иванова Ю.И., Шабелянский В.А., Астафьев Д.А. Индивидуальный подход к проектированию ГРП на поздней стадии эксплуатации месторождений // Геология, геофизика, и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 11. С. 75–80.
2. Давлетова А.Р., Колонских А.В., Федоров А.И. Направление трещины повторного гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. 2017. № 11. С. 110–113.
3. Wright C.A., Conant R.A., Stewart D.E.,

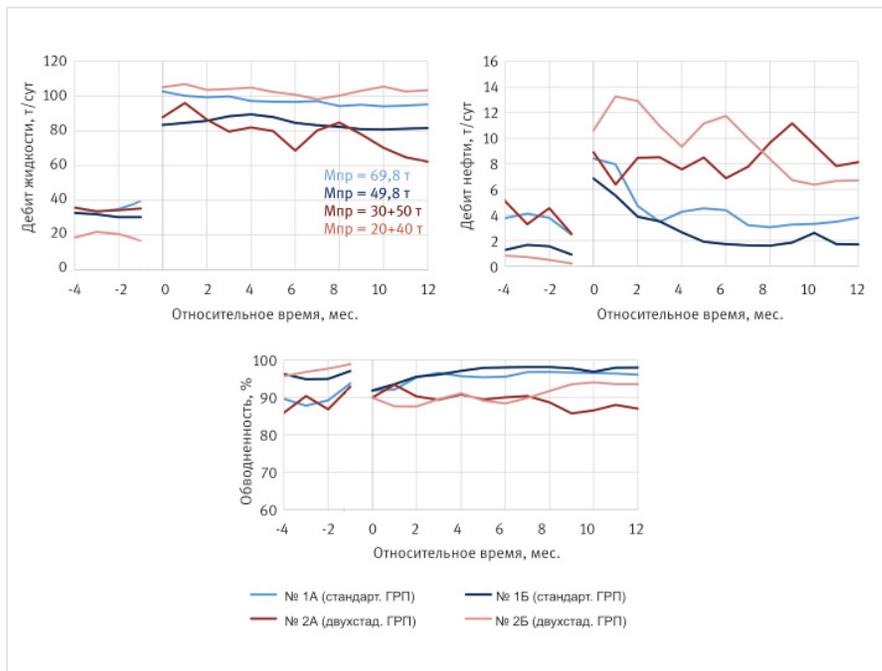


Рис. 11. Динамика дебитов жидкости, нефти и обводненности эксплуатационных скважин

Fig. 11. Dynamics of liquid and oil flow rates and water cut in production wells

4. Базыров И.Ш., Гуныкин А.С., Овчаренко Ю.В., Лукин С.В., Альчибаев Д.В., Шаповалова А.А., Болгов И.П. Моделирование инициации трещин в трещиноватом коллекторе в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 56–59.
5. Латыпов И.Д., Борисов Г.А., Хайдар А.М., Горин А.Н., Никитин А.Н., Кардымон Д.В. Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2011. № 6. С. 34–38.
6. Roussel N., Sharma M. Quantifying transient effects in altered-stress refracturing of vertical wells. SPE journal, Vol. 15, issue 3, P. 770–782. (In Eng).
7. Сметаников О.Ю., Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Шустов Д.В. Численная модель развития трещины при повторном гидроразрыве пласта // Вычислительная механика сплошных сред. 2015. № 8. С. 208–218.
8. Liu H., Lan Zh., Zhang G., Hou F., He Xi., Liu Xi. Evaluation of refracture reorientation in both laboratory and field scales. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 2008, SPE-112445-MS. (In Eng).
9. Савченко П.Д., Федоров А.И., Колонских А.В., Уразбахтин Р.Ф., Давлетова А.Р. Методика выбора скважин-кандидатов для проведения повторного гидроразрыва пласта на основе эффекта переориентации трещины // Нефтяное хозяйство. 2017. № 11. С. 114–117.
10. Яхина Ю.И. Оценка эффективности гидроразрыва пласта с двумя трещинами в окрестности одиночной скважины // Георесурсы. 2018. № 2. С. 108–114.
11. Добровинский Д.Л., Бухаров А.В., Вилков М.Н., Мальшаков Е.Н., Хакимов И.И., Дулкарнаев М.Р. Обобщение результатов по определению максимального горизонтального напряженного состояния пласта до и после ГРП на объектах месторождений Западной Сибири // Нефтяная провинция. 2023. № 3. С. 55–72.
12. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А. Способ определения размеров и пространственного расположения трещины гидравлического разрыва пласта по геолого-промысловым данным: пат. 2021102981 Рос. Федерация. № 2769492 С1/; заявл. 08.02.2021; опубл. 01.04.2022, Бюл. № 10. 14 С.
13. Латыпов И.Д., Федоров А.И., Никитин А.Н. Исследование явления переориентации азимута трещины повторного гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 74–78.

ENGLISH

Results

As a result of this research, a concept for a reference model of multi-stage hydraulic fracturing has been proposed. By increasing the angle of hydraulic fracture openings relative to the normal direction of the previous fracture, the cumulative oil (and liquid) production rate increases, in the case of two-stage hydraulic fracturing, this angle is 90° , for three-stage treatments – 60° , for four-stage treatments – 45° .

In order to obtain the maximum inflow of oil (and liquid) under the indicated conditions, a balance in the ratio of lengths of cracks is necessary, which levels the intersection of their effective supply radii. For two-stage fracturing, the optimal length ratio cracks is 1 to 2 (the first crack is short and the second is long, 55+105 m), for three-stage fracturing, the ratio is 1:1,5:2,8 (or 30+45+85 m), and for four-stage – 1:1,3:1,8:2,5 (or 30+40+55+80 m).

Conclusions

To achieve the desired effect of reorienting each new fracture, it is essential to design the previous hydraulic fracturing process with an emphasis on increasing its width.

The improvement of formation pressure in the extraction zone makes it possible to fully realize the potential of multistage hydraulic fracturing in producing wells.

It is important to take into account that in order to minimize the risks of water breakthrough during production operation after hydraulic fracturing, the condition is most preferable when the previous fracture has a smaller length in the direction of the injection wells and has the maximum possible width for these formation conditions, which will achieve the effect of reorientation of the subsequent fracture.

References

1. Bukharov A.V., Ivanova Yu.I., Shabelyansky V.A., Astafev D.A. Individual approach to projecting of hydraulic fracturing of a formation at the final stage of fields operation. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2016, issue 11, P. 75–80. (In Russ).
2. Davletova A.R., Kolonskikh A.V., Fedorov A.I. Fracture reorientation of secondary hydraulic fracturing operation. *Oil industry*, 2017, issue 11, P. 110–113. (In Russ).
3. Wright C.A., Conant R.A., Stewart D.E., Byerly P.M. Reorientation of propped refracture treatments. *SPE/ISMR Rock Mechanics in Petroleum Engineering Conference*, Delft, 1994, SPE-28078-MS. (In Eng).
4. Bazyrov I.Sh., Gunkin A.S., Ovcharenko Yu.V., Lukin S.V., Alchibaev D.V., Shapovalova A.A., Bolgov I.P. Modeling of a hydraulic fracture initiation in directional and horizontal wellbores in fractured reservoir. *Oil Industry*, 2019, issue 12, P. 56–59. (In Russ).
5. Latypov I.D., Borisov G.A., Haidar A.M., Gorin A.N., Nikitin A.N., Kardymon D.V. Reorientation refracturing on RN-Yuganskneftegaz LLC oilfields. *Oil Industry*, 2011, issue 6, P. 34–38. (In Russ).
6. Roussel N., Sharma M. Quantifying transient effects in altered-stress refracturing of vertical wells. *SPE journal*, Vol. 15, issue 3, P. 770–782. (In Eng).
7. Smetannikov O.Yu., Kashnikov Yu.A., Ashihmin S.G., Shustov D.V. Numerical model of crack growth in hydraulic refracturing. *Computational continuum mechanics*, 2015, issue 8, P. 208–218. (In Russ).
8. Liu H., Lan Zh., Zhang G., Hou F., He Xi., Liu Xi. Evaluation of refracture reorientation in both laboratory and field scales. *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*, Lafayette, Louisiana, USA, 2008, SPE-112445-MS. (In Eng).
9. Savchenko P.D., Fedorov A.I., Kolonskikh A.V., Urazbakhitin R.F., Davletova A.R. Method for selecting well candidates based on the effect of fracture reorientation. *Oil Industry*, 2017, issue 11, P. 114–117. (In Russ).
10. Yakhina Yu.I. Hydraulic fracturing efficiency evaluation in the vicinity of a single well for a reservoir with two fractures. *Georesources*, 2018, issue 2, P. 108–114. (In Russ).
11. Dobrovinskiy D.L., Bukharov A.V., Vilkov M.N., Malshakov E.N., Khakimov I. I., Dulkarnaev M.R. Generalization of the results of determining the maximum horizontal principal stress of the formation before and after hydraulic fracturing at the facilities of the deposits of Western Siberia. *Neftyanaya Provintsiya*, 2023, issue 3, P. 55–72. (In Russ).
12. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Martyushev D.A. Method of determining dimensions and spatial location of hydraulic fracturing based on geological and field data: pat. 2021102981 Rus. Federation. № 2769492 C1/app. 08.02.2021; pub. 01.04.2022, Bul. № 10. 14 p. (In Russ).
13. Latypov I.D., Fedorov A.I., Nikitin A.N. Research of reorientation refracturing. *Oil Industry*, 2013, issue 10, P. 74–78. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Добровинский Дмитрий Леонидович, ведущий инженер, управление планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений Западно-Сибирского региона, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия
Для контактов: dobrovinskyid@gmail.com

Вилков Максим Николаевич, старший менеджер, управление планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений Западно-Сибирского региона, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия

Иванова Юлия Игоревна, главный специалист, управление планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений Западно-Сибирского региона, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия

Шабелянский Владимир Александрович, старший менеджер, управление планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений Западно-Сибирского региона, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия

Мальшаков Евгений Николаевич, начальник управления планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений Западно-Сибирского региона, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия

Разяпова Алина Азатовна, студент 3-го курса технической физики в нефтегазовых технологиях, Тюменский государственный университет, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия

Сохошко Сергей Константинович, доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Хакимов Исмаил Исаевич, начальник отдела повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Повхнефтегаз», Когалым, Россия

Dobrovinskii Dmitrii Leonidovich, lead engineer of the department of planning and monitoring of methods for enhancing oil recovery from fields in the West Siberian Region, “LUKOIL-Engineering” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: dobrovinskyid@gmail.com

Vilkov Maksim Nikolaevich, senior manager of the department of planning and monitoring of methods for enhancing oil recovery from fields in the West Siberian Region, “LUKOIL-Engineering” LLC, Tyumen, Russia

Ivanova Yuliya Igorevna, senior specialist of the department of planning and monitoring of methods for enhancing oil recovery from fields in the West Siberian Region, “LUKOIL-Engineering” LLC, Tyumen, Russia

Shabelyanskiy Vladimir Aleksandrovich, senior manager of the department of planning and monitoring of methods for enhancing oil recovery from fields in the West Siberian Region, “LUKOIL-Engineering” LLC, Tyumen, Russia

Malshakov Evgenii Nikolaevich, head of the department of planning and monitoring of methods for enhancing oil recovery from fields in the West Siberian Region, “LUKOIL-Engineering” LLC, Tyumen, Russia

Razyapova Alina Azatovna, 3rd year student of technical physics in oil and gas technologies, University of Tyumen, “LUKOIL-Engineering” LLC, Tyumen, Russia

Sokhoshko Sergei Konstantinovich, doctor of technical sciences, professor of the department of oil and gas field development and operation, Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

Khakimov Ismail Isaevich, head of the department of enhanced oil recovery and intensification of oil production, “LUKOIL-Western Siberia” LLC “Povkhneftegas” TPE, Kogalym, Russia