

Выделение проблем, связанных с освоением горизонтальных скважин при помощи сдвоенных пакеров

Пызыков В.Ф.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПнефть», Тюмень, Россия
vladimir.pyzykov@lukoil.com

Аннотация

Одним из современных способов освоения горизонтальных скважин (ГС) с многозонным гидравлическим разрывом пласта (МГРП) является технология со сдвоенными пакерами. Хвостовик перед спуском в скважину оснащается муфтами с разрывными мембранами.

Внедрение данной технологии — одно из направлений, нацеленное на расширение конкурентной базы применяемого оборудования при освоении ГС. Вместе с тем проведенные мероприятия выявили ряд ограничений, снижающих эффективность производства работ.

Материалы и методы

Геолого-физические характеристики объектов испытания технологии. Технологическая эффективность проведения гидравлического разрыва пласта. Данные по освоению горизонтальных скважин. Сопоставление скоростей проведения операций освоения.

Ключевые слова

сдвоенные пакеры, горизонтальная скважина, избыточное давление, разрывная мембрана

Для цитирования

Пызыков В.Ф. Выделение проблем, связанных с освоением горизонтальных скважин при помощи сдвоенных пакеров // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 57–61. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-57-61

Поступила в редакцию: 24.10.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622.245.7:622.243.24 | Original Paper

Identification the problems the completion of horizontal wells with the assistance of dual packers

Pyzykov V.F.

“LUKOIL-Engineering” LLC “KogalymNIPneft” branch office, Tyumen, Russia
vladimir.pyzykov@lukoil.com

Abstract

One of the modern ways completion of horizontal wells with multizone hydraulic fracturing is the technology with dual packers. The liner is equipped the collars with bursting port membranes.

The introduction of this technology is one of the directions of spread competitive base of the equipment used in the completion of horizontal wells. At the same time, executed works showed some of limitations that reduce the efficiency of work.

Materials and methods

Geological and physical characteristics of the layers. Technological efficiency of hydraulic fracturing. Data of completion horizontal wells. Comparison of the speeds of mastering operations.

Keywords

dual packers, horizontal well, extra pressure, bursting port membrane

For citation

Pyzykov V.F. Identification the problems the completion of horizontal wells with the assistance of dual packers. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 57–61. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-57-61

Received: 24.10.2022

Первые испытания технологии со сдвоенными пакерами импортного производства проходили в 2012 г. в Российской Федерации. С 2016 г. разработана и испытывается аналогичная отечественная технология [1].

Для реализации технологии используется инструмент, позволяющий отсечь все последующие и предыдущие интервалы

от целевого интервала и производить на нем гидравлический разрыв пласта (ГРП). Отсечение происходит за счет двух пар пакеров (рис. 1).

Принцип работы заключается в том, что после посадки пакеров в интервал с муфтами производится повышение давления от насосов флота ГРП. Мембраны внутри муфты

разрываются, тем самым открывая порт для проведения ГРП. Момент срабатывания мембран происходит в случае превышения установленного заводом-изготовителем предела давления. Один из вариантов расположения мембран: пять рядов по 3 штуки. Диаметр мембраны 11,1 мм. Муфты изготавливаются в двух вариантах (рис. 2): в случае

цементирования хвостовика в муфтах предусмотрены выступы и проточки для лучшего прохождения цемента и уменьшения цементной корки над мембранами.

Исходя из предлагаемых к выполнению работ, подбираются мембраны, рассчитанные на конкретные условия. Для скважин с глубиной залегания пласта 2 000 м пригодными становятся мембраны, рассчитанные на срабатывание при 45 МПа. Учитывается запас прочности в 80 % и вычитается гидростатика 17 МПа. Остаточные 19 МПа — это давление, не превышая которое возможно проводить внутрискважинные работы, не опасаясь за преждевременную активацию муфт [2].

В ходе проведения работ с рассматриваемой компоновкой выявлены как отрицательные, так и положительные стороны использования.

В процессе спуска компоновки манжеты верхнего пакера создают эффект «поршневания». Данный эффект усиливается при разнице уровней жидкостей в трубном и затрубном пространстве. Возникающий перепад давления увеличивает прижимную силу резины к стенке скважины [3]. Наличие посторонних предметов, острых кромок может привести к повреждению резиновых элементов.

Одним из требований по использованию технологии является более тщательная подготовка ствола скважины перед спуском компоновки: очистка от остатков постороннего металла с помощью магнита, с промывкой до 2 объемов скважины в процессе спуска имитатора пакера. В качестве дополнительной меры для сохранения манжет от повреждения ограничивается скорость спуска, что в свою очередь увеличивает время и стоимость производства работ. Ресурс работы манжет и способность выдерживать рабочий перепад давления также снижаются с ростом температуры выше 100 °С.

После посадки двухпакерной компоновки необходимо создать условие для того, чтобы

сработало как можно больше мембран. Достигается данное условие путем подключения всех имеющихся насосов с достижением расхода жидкости 3 м³/мин и выходом на максимальное давление 55–60 МПа. Даже при соблюдении агрессивного условия нагнетания давления в насосно-компрессорную трубу (НКТ) как прямые, так и косвенные признаки свидетельствуют о том, что не все мембраны срабатывают при избытке давления.

По данным глубинной видеосъемки, из 15 мембран визуально 5 не сработали (рис. 3).

Основными проходными каналами стали 6 наиболее промытых после ГРП мембран.

Косвенными признаками срабатывания не всех мембран являются проблемы с прохождением проппанта в пласт, которые несут существенные риски преждевременной остановки насосов при ГРП. Для анализа взяты три участка (табл. 1) с 30 скважинами, которые расположены в схожих геологических условиях. В рассматриваемых скважинах закачивался проппант массой 10–18 т с расходом 2 м³/мин.

Общие потери на трение в горизонтальных скважинах с мембранами выше

Табл. 1. Сравнение скважин с различным способом заканчивания по потерям на трение в процессе ГРП в ГС и наклонно направленных скважинах (ННС)

Tab. 1. Comparison friction pressure losses during hydraulic fracturing of wells with different completion methods

Месторождение/пласт	Кустовая площадка	Способ освоения	Количество скважин, шт.	Масса проппанта на один интервал, т	Общие потери на трение, МПа
Южно-Винтовское, БВ ₇ ³⁻⁴	22	ГС, 146 мм, с мембранами	2	12	11,8
		ГС, 114 мм, шаровая система	4	10–12	6,4
		ННС, 146 мм	1	12	3,2
	32	ГС, 146 мм, с мембранами	3	12	17,4
		ГС, 114 мм, шаровая система	3	10–12	9,7
		ННС, 146 мм	7	10–15	7,2
	1Б	ГС, 146 мм, с мембранами	4	12–14	12,6
		ГС, 114 мм, шаровая система	4	10–12	8,6
		ННС, 146 мм	2	12–18	7,8

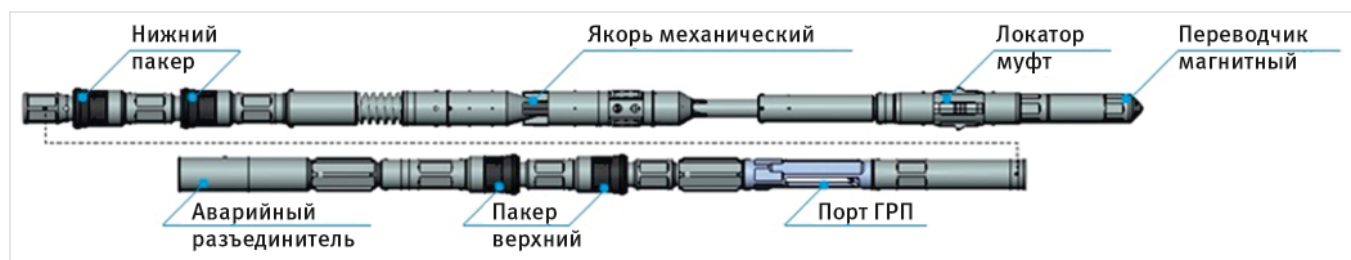


Рис. 1. Компоновка со сдвоенными манжетными пакерами

Fig. 1. Assembly with dual elastic packers



Рис. 2. Муфты с разрывными мембранами

Fig. 2. The collars with bursting port membranes

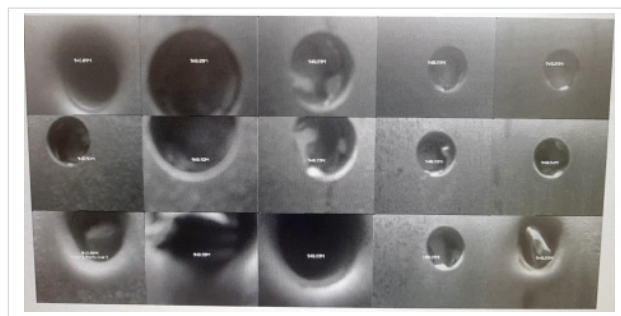


Рис. 3. Состояние мембран после проведенного ГРП с массой 10 т, со скоростью закачки 3 м³/мин

Fig. 3. The condition of the membranes after hydraulic fracturing. Weight of proppant – 10 tons, injection rate – 3 м³/min

на 32–46 %, чем в горизонтальных скважинах, в которых муфта была открыта с помощью шара.

Общие потери давления на трение складываются из следующих составляющих: трение жидкости гидроразрыва по НКТ ($P_{тр.НКТ}$) и давление трений в призабойной зоне пласта ($P_{тр.ПЗП}$) [4]:

$$P_{тр. общ.} = P_{тр. НКТ} + P_{тр. ПЗП} \cdot (1)$$

Для того чтобы определить общие потери, необходимо иметь два параметра: конечное давление ($P_{кон}$) и мгновенное давление остановки ($P_{МДОЗ}$) после ГРП:

$$P_{тр. общ.} = P_{кон} - P_{МДОЗ} \cdot (2)$$

После того как определены общие потери давления на трение ($P_{тр.общ.}$), можно определить теоретическое значение потерь давления на трение по НКТ ($P_{тр.НКТ}$) по формуле Дарси – Вейсбаха:

$$P_{тр. НКТ} = \lambda \times \frac{L}{2d} \times \rho \times v^2, \quad (3)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления; L – длина ствола, м; ρ – плотность жидкости, кг/м³; v – скорость потока, м/с; d – диаметр обсаженного ствола, м.

Далее, вычитая из общих потерь давления на трение трение по НКТ, получаем сумму потерь давления на трение в призабойной зоне пласта [5].

С учетом разницы на размер хвостовиков 146 и 114 мм, на разницу которых с учетом глубины скважин приходится 1–1,5 МПа, остаются 3–6 МПа, не связанные с конструктивными особенностями скважин. Одним из способов снятия трений стала увеличенная масса проппанта при калибровочном тесте. Массой 3–4 т достигается эффективная абразивная обработка призабойной зоны от остатков разрушенного цемента и осколков от мембраны.

Одним из заявленных преимуществ технологии является возможность вымыва оставшегося проппанта из НКТ после преждевременной остановки работы насосов высокого давления с продолжением всех последующих работ. Вымыв выполняется через затрубное пространство за счет клапана для обратной промывки, который открывается при повышении давления. Данный клапан располагают выше верхнего гидравлического пакера. На очистку НКТ от 2 т проппанта в среднем затрачивается 2 часа. Как показали испытания,

вымыв через клапан осуществим только при наличии проппанта в НКТ с массой менее 4 т.

В ходе применения технологии отмечены многочисленные случаи увеличения продолжительности разрядок (периода стравливания избыточного давления). На продолжительность влияет количество интервалов обработок, так как срыв сдвоенных пакеров возможен при отсутствии буферного давления. Причиной является избыточное давление, возникающее в случае превышения пластового давления над гидростатическим. Отмечено, что на участках проведения работ (табл. 2), где ранее велась разработка и где предсказуемо пластовое давление ниже, чем на участках, не охваченных эксплуатационным бурением, проблем с длительной разрядкой не наблюдалось. В расчет не включено время, в течение которого скважину оставляют закрытой (до 24 ч) для разрушения геля и формирования трещины.

Фактические результаты показывают, что длительность стравливания достигала 320 часов (скважина с четырьмя интервалами ГРП). Следствием этого является удорожание

стоимости скважины и упущенной выгоды из-за более позднего ввода скважины в эксплуатацию.

Одним из решений проблемы длительной разрядки является шаровый клапан. Основное назначение клапана – это перекрытие трубного пространства от избыточного давления. Закрытие клапана производится вращением колонны труб на 1/2 оборота вправо. После закрытия клапана компоновка перемещается на следующий интервал обработки. Клапан устанавливается на НКТ в интервале с зенитным углом, не превышающим 60° с предпочтительной глубиной установки 800–1 000 м.

Без использования шарового клапана возможно освоение скважин, которые расположены на участках со сниженной пластовой энергетикой относительно первоначальной. За отказ от использования шарового клапана выступает и опыт освоения соседних скважин, в которых не наблюдался избыток буферного давления после проведенного ГРП.

В целом в статье отмечены основные особенности компоновки со сдвоенными

Табл. 3. Взаимосвязи особенностей геологического строения с проблемами реализации компоновки со сдвоенными пакерами

Tab. 3. The relationships of the features of the geological structure with the problems of completion with dual packers

Основные особенности при использовании сдвоенных пакеров и разрывных мембран	Геологические особенности	Основные проблемы при освоении
Срабатывание не всех мембран	Низкая проницаемость. Отсутствие гидродинамической связи с удаленной зоной пласта. Высокая расчлененность	Дополнительные потери на трение при ГРП. Риск получения осложнений при ГРП
Срыв и перепосадка сдвоенных пакеров возможны при отсутствии избыточного давления	Повышенный показатель пластового давления относительно гидростатического	Длительная разрядка после каждого подъема компоновки со сдвоенными пакерами
Снижение ресурса резиновых элементов сдвоенного пакера	Высокая температура пласта (более 100 °С)	Высокий риск разгерметизации сдвоенного пакера в процессе ГРП

Табл. 2. Сравнение затрат времени на освоение на участках с разным пластовым давлением в период проведения работ

Tab. 2. Comparison elapsed time on completion wells with different reservoir pressure

Месторождение/пласт	Кустовая площадка	Способ освоения	Количество скважин, шт.	Масса проппанта, т	Начальное Рпл, МПа	Рпл, МПа на дату ГРП	Падение Рпл, %	Затрачено на стравливание после ГРП, ч	Всего затрачено на стравливание, ч
Южно-Вининтское, БВ ₇ ³⁻⁴	22	ГС с мембранами	2	3×13	27,3	23,3	15	13	39
		ГС, шаровая система	2	3×12		24,0	12	12	12
	32	ГС с мембранами	3	4×12	27,3	27,0	1	80	320
		ГС, шаровая система	3	5×12		26,7	2	120	120
	1Б	ГС с мембранами	2	4×14	27,3	26,8	2	25	100
ГС, шаровая система		3	3×12		26,8	2	48	48	

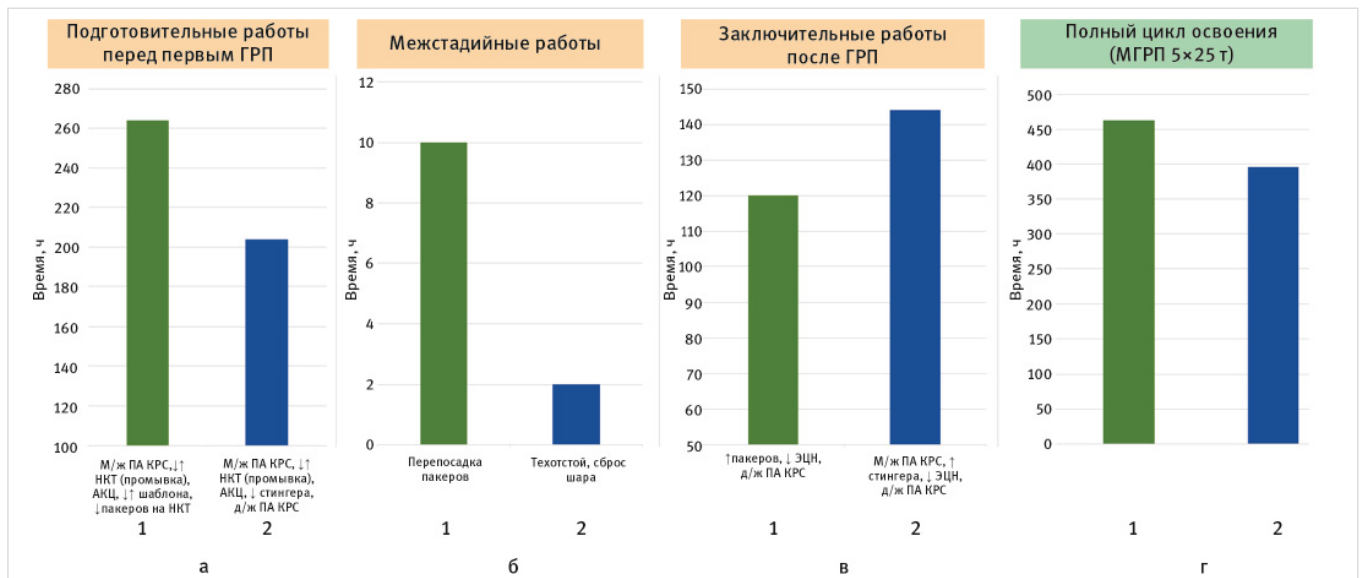


Рис. 4. Разбивка по циклам освоения (а, б, в), а также суммарная продолжительность (г) освоения по технологиям с компоновкой со сдвоенными пакерами (1 — зеленая заливка) и с шаровой системой (2 — синяя заливка)
 Fig. 4. Splitting by cycles of completion (a, б, в), as well as the total duration of completion (г) technologies with dual packers (1 – green) and with a ball system (2 – blue)

пакерами. Необходимо учитывать, что с учетом геологических особенностей могут возникнуть дополнительные риски осложнений при производстве ГРП, которые могут напрямую и опосредованно зависеть от применяемого типа оборудования (табл. 3).

Основной интерес при анализе компоновки со сдвоенными пакерами представляет общая продолжительность освоения и сравнение ее с наиболее часто используемой компоновкой со сдвинными муфтами. Данный способ освоения подразумевает использование шаров, которые захватываются посадочными седлами, тем самым открывая муфту и изолируя предыдущий интервал.

В расчет времени включены обязательные мероприятия, такие как подготовка ствола (шаблонирование, скрепирование, промывка), оценка качества цементирования геофизическими методами исследования. Перед проведением МГРП сдвоенные пакеры на НКТ спускаются до целевого интервала. Для компоновки со сдвинными муфтами, активируемыми шарами, в скважину спускается стингер на НКТ, который стыкуется с воронкой хвостовика.

Первый, подготовительный к ГРП, этап (рис. 4а), с компоновкой со сдвоенными пакерами, занимает 264 часа в скважине глубиной 3 000 м. Увеличение продолжительности данного этапа связано с более тщательной проработкой мест установки пакеров и промывкой ствола скважины.

Межстадийный период (рис. 4б) включает в себя работы по срыву, подъему и посадке сдвоенного пакера при благоприятном сценарии (отсутствие избыточного давления в НКТ) либо при использовании шарового клапана (наличие избыточного давления) и занимает в среднем 10 часов. При работе с шаровой системой в среднем переход с одной стадии на другую занимает 2 часа.

Заключительные работы (рис. 4в) после последнего ГРП с рассматриваемой компоновкой занимают в среднем 120 часов при выполнении работ по извлечению сдвоенных пакеров и спуску электроцентробежного насоса.

С учетом проведения МГРП с массой 5×25 т проппанта, исходя из продолжительности 40 часов, полный цикл освоения с компоновкой со сдвоенными пакерами составит 464 часа, с использованием шаровой системы — 396 часов (рис. 4г).

Данные расчеты проведены с использованием тех цифр, на которые не влияют такие факторы, как простои в ожидании заезда оборудования, остановки по технике безопасности и прочие непроизводительные работы.

Итоги

- На основе анализа участка испытания доказана связь дополнительных потерь давления на трение в процессе ГРП с конструктивными особенностями использования технологии, а также с недостаточной пропускной способностью призабойной зоны пласта, в том числе из-за неполного срабатывания мембран.
- Показана связь увеличения длительности периода стравливания, влияющая на своевременный ввод скважины в эксплуатацию, от величины пластового давления при использовании технологии со сдвоенными пакерами. Данная связь отслежена по результатам работ на нескольких участках эксплуатационного бурения. Одним из способов перекрытия трубного пространства от избыточного давления является использование шарового клапана.

Выводы

- По результатам испытания компоновки в 114 мм хвостовике с набухающими пакерами и 146 мм зацементированной эксплуатационной колонне выявлены как положительные, так и отрицательные стороны. Цементирование горизонтальной части обеспечивает более точное позиционирование точки инициации трещины в пласте, что может благоприятным образом препятствовать росту обводненности.
- Исходя из необходимых для безопасного проведения этапов работ, получены представления о сроках освоения.

Продолжительность цикла освоения при прочих равных условиях сопоставима с широко применяемой системой со сдвинными муфтами, активируемыми шарами.

- Неоспоримое преимущество технологии со сдвоенными пакерами — это равнопроходной ствол, который остается после проведения работ. В дальнейшем в скважинах возможны повторные работы с применением пакеров.
- Для сравнения в горизонтальных скважинах, которые освоены шаровым способом, проблемы проведения с двухпакерными компоновками останутся даже после фрезерования оснастки хвостовика (шары и муфты). Оставшиеся после фрезерования заусенцы и сколы либо выведут из строя резиновые элементы, либо не позволят получить требуемую герметичность.

Литература

1. Горин В.В. Успешный опыт проведения 20-стадийного ГРП за одну спускоподъемную операцию на Самотлорском месторождении с применением технологии «манжетный пакер» // Время колтюбинга. 2017. № 6. С. 40–41.
2. Кудря С.С. Инновационный метод проведения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах Самотлорского месторождения // Инженерная практика. 2014. № 12. С. 9–15.
3. Бакин М.А., Мищенко А.В. Селективная повторная стимуляция пластов в скважинах с МГРП // Нефть. Газ. Новации. 2021. № 9. С. 18–22.
4. Godbey J.K. Pressure measurements during formation fracturing operations. Published in Petroleum Transactions, AIME, 1958, Vol. 213, issue 1, P. 65–69. (In Eng).
5. Анкушев Я.Е. Оценка различных типов трения при проведении гидравлического разрыва пласта // Наука, техника и образование. 2019. № 1. С. 34–36.

Results

- Based on the analysis of the test site it is proved the connection of additional friction pressure losses with the design features of using the technology. Insufficient flow capacity of the bottom-hole zone of the formation is associated, among other things, also with incomplete actuation of the membranes.
- The relationship between the increase in the duration of the bleed period, which affects the timely commissioning of the well, and the magnitude of reservoir pressure when using the technology with dual packers is shown. This relationship was tracked based on the results of work on several production drilling sites. One of the ways to block the pipe space from extra pressure is the use of a ball valve.

Conclusions

- According to the results using of the assembly with dual elastic

packers were revealed positive and negative sides works in 114 mm liner with swelling packer and in 146 mm cemented liner. Cementing the horizontal part provides a more accurate positioning of the crack initiation point in the formation, which can effectively prevent the growth of water cut.

- Based on the necessary stages of work for the safe conduct of work are received ideas about the timing of completions. The duration of the completion cycle, all other things being equal, is comparable to a widely used system with sliding collars activated by balls.
- The main advantage of the technology with dual packers is an equal size wellbore, which remains after the work. In the future, is possible to repeat works with the use of dual packers in the produced wells.
- For comparison, in horizontal wells with an unequal size wellbore will remain. Unevenness and garbage in the wellbore after rotary cutting will not allow to obtain the required tightness.

References

1. Gorin V.V. Successful experience in performing one trip 20-stage hydrofracturing at Samotlor field using the procedure of "cup bridge packer". Coiled tubing times, 2017, issue 6, P. 40–41. (In Russ).
2. Kudrya S.S. Innovative method of multistage hydraulic fracturing in horizontal wells of the samotlorsokoye field. Engineering practice, 2014, issue 12, P. 9–15. (In Russ).
3. Bakin A.V. Selective formation re-stimulation in wells treated with MSHF. Neft. Gaz. Novacii, 2021, issue 9, P. 18–22. (In Russ).
4. Godbey J.K. Pressure measurements during formation fracturing operations. Published in Petroleum Transactions, AIME, 1958, Vol. 213, issue 1, P. 65–69. (In Eng).
5. Ankushev Ya.E. Evaluation of various friction types during hydraulic fracturing. Science, technology and education, 2019, issue 1, P. 34–36. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Пызыков Владимир Федорович, инженер первой категории, отдел инженерного сопровождения гидравлического разрыва пласта, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия
Для контактов: vladimir.pyzykov@lukoil.com

Pyzykov Vladimir Fedorovich, engineer of the first category of the department of engineering support of hydraulic fracturing, "LUKOIL-Engineering" LLC "KogalymNIPIneft" branch office, Tyumen, Russia
Corresponding author: vladimir.pyzykov@lukoil.com



ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ
КРС, ПНП, ГНКТ, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ
РАБОТЫ И СУПЕРВАЙЗИНГ
В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И РАЗВЕТВЛЕННЫХ
СКВАЖИНАХ. КОНТРОЛЬ СКВАЖИН.
УПРАВЛЕНИЕ СКВАЖИНОЙ ПРИ ГНВП.
ПРОТИВОФОНТАННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Июнь 2023, Тюмень

+7 3452 520-958

бронирование участия в конференциях
academy.intechnol.com

Генеральный информационный партнер

**ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ**