

Инновационные дизайны ГРП и рекомендации по выводу скважин на режим в условиях сверхнизкопроницаемых коллекторов на примере Эргинского ЛУ Приобского месторождения

Садыков А.М.¹, Капишев Д.Ю.¹, Ерастов С.А.¹, Федоров А.Э.¹, Рахимов М.Р.¹, Мироненко А.А.¹, Валеев С.В.², Мирошниченко В.П.², Пономарев Е.В.², Скляр К.С.², Мумбер П.С.², Еникеев А.Р.², Сафин И.Р.², Паровинчак К.М.³, Сергейчев А.В.³

¹ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия, ²ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия, ³ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
sadykovam2@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

Ухудшение структуры запасов в терригенных низкопроницаемых коллекторах требует изучения и опробования новых подходов к выбору как системы разработки, так и системы заканчивания скважин.

Оптимизация подходов разработки месторождений трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) со сверхнизкой проницаемостью пласта с разворотом проектного фонда поперек направления распространения максимального региональнонапряжения инновационными дизайнами ГРП является уникальным опытом для ООО «РН-Юганскнефтегаз». Целью работы является увеличение продуктивности скважин и накопленной добычи путем модификации дизайнов ГРП на ГС с поперечным размещением МГРП (поперечных ГС) и применением «щадящего» вывода скважин на режим. На примере приведенных в статье скважин представлены мероприятия по оптимизации дизайна ГРП, которые привели к успешным результатам.

Материалы и методы

- Построение уточненной геомеханической модели по данным ГИС и исследованиям ядра.
- Моделирование и модификация операций ГРП с использованием низковязких жидкостей.
- Инженерное сопровождение операций ГРП.
- Контроль и анализ вывода скважины на режим и последующих

темпов падения.

Ключевые слова

разработка месторождений, нетрадиционные коллекторы, низкопроницаемые коллекторы, горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта (ГРП), дизайн ГРП, трещины поперек ствола горизонтальной скважины

Для цитирования

Садыков А.М., Капишев Д.Ю., Ерастов С.А., Федоров А.Э., Рахимов М.Р., Мироненко А.А., Валеев С.В., Мирошниченко В.П., Пономарев Е.В., Скляр К.С., Мумбер П.С., Еникеев А.Р., Сафин И.Р., Паровинчак К.М., Сергейчев А.В. Инновационные дизайны ГРП и рекомендации по выводу скважин на режим в условиях сверхнизкопроницаемых коллекторов на примере Эргинского ЛУ Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 80–85. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-80-85

Поступила в редакцию: 03.11.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.66 | Original Paper

Innovative hydraulic fracturing designs and recommendations for putting wells into production in conditions of ultra-low-permeability reservoirs on the example of the Erginsky license block of the Priobskoye field

Sadykov A.M.¹, Kapishev D.Yu.¹, Erastov S.A.¹, Fedorov A.E.¹, Rakhimov M.R.¹, Mironenko A.A.¹, Valeev S.V.², Miroshnichenko V.P.², Ponomarev E.V.², Sklyar K.S.², Mumber P.S.², Enikeev A.R.², Safin I.R.², Parovinchak K.M.³, Sergeychev A.V.³

¹“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia, ²“RN-Yuganskneftegaz” LLC, Nefteyugansk, Russia, ³“NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia
sadykovam2@bnipi.rosneft.ru

Annotation

The deterioration of the reserves structure in terrigenous low-permeability reservoirs requires testing of new approaches to the choice of both development and completion systems.

Optimization of approaches for the development of hard-to-recover oil reserves in ultra-low permeability reservoir with transverse fractures and innovative designs is a unique experience for “RN-Yuganskneftegaz” LLC.

The purpose of the work is to increase well productivity and cumulative production of horizontal wells with transverse multi-stage hydraulic fractures by modifying the hydraulic fracturing designs and the use of “slow flowback” of the wells. On the example of the wells given in the article, measures to optimize the design of hydraulic fracturing, which led to successful results, are presented.

Materials and methods

- Construction of a refined geomechanical model based on well logging data and core studies.
- Modeling and modification of hydraulic fracturing operations using low-viscosity fluids.
- Engineering support of hydraulic fracturing operations.
- Control and analysis of putting well into production and the

subsequent rate of decline.

Keywords

Oilfield development, unconventional reservoirs, low-permeability reservoirs, horizontal wells with multistage hydraulic fracturing, fracturing design, fracturing perpendicular to the horizontal wellbore

For citation

Sadykov A.M., Kapishev D.Yu., Erastov S.A., Fedorov A.E., Rakhimov M.R., Mironenko A.A., Valeev S.V., Miroshnichenko V.P., Ponomarev E.V., Sklyar K.S., Mumber P.S., Enikeev A.R., Safin I.R., Parovinchak K.M., Sergeychev A.V. Innovative hydraulic fracturing designs and recommendations for putting wells into production in conditions of ultra-low-permeability reservoirs on the example of the Erginsky license block of the Priobskoye field. *Exposition Oil Gas*, 2022, issue 7, P. 80–85. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-80-85

Received: 03.11.2022

Введение

Стандартные методы к выбору системы разработки и заканчивания скважин с применением ГРП, успешно зарекомендовавшие себя для коллекторов с низкой и средней проницаемостью в Компании ПАО «НК «Роснефть», могут оказаться малоэффективными в условиях ухудшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и низкой плотности запасов.

На текущий момент в Компании широко применяется рядная система ГС с МГРП с нецементируемыми хвостовиками и муфтами ГРП. При этом для организации системы заводнения горизонтальные скважины ориентированы в направлении максимального горизонтального напряжения с целью создания трещин вдоль горизонтального ствола. Применение ГС с МГРП позволяет существенно увеличить коэффициент продуктивности, темпы отбора запасов и накопленную добычу по сравнению с наклонно направленной скважиной (ННС) с ГРП [1–4].

Совершенствование технологий заканчивания и применение большеобъемных ГРП с реализацией большого количества стадий и кластеров гидроразрыва, применение низковязких жидкостей с повышенными расходами закачки нашли широкое применение на сланцевых и плотных коллекторах в Северной Америке. В зарубежной практике были опробованы различные подходы для увеличения продуктивности скважины с помощью развития сети трещин, несмотря на риски при проведении и реализации ГРП для трещин, ориентированных перпендикулярно стволу скважины [5–10]. Развитию стимулированного объема, необходимого в низкопроницаемых коллекторах, способствовало применение низковязких жидкостей, которые позволяют увеличить полудлину трещины при одновременном ограничении роста трещины в высоту.

Инновационные подходы к проведению ГРП позволяют создавать длинные трещины при поперечном расположении скважины и с учетом оптимизации (увеличения) количества стадий — повышать стимулированный объем пласта. Моделирование с помощью корпоративного программного обеспечения РН-ГРИД показывает, что переход к низковязким жидкостям ГРП в терригенных коллекторах ТРИЗ способствует увеличению полудлины трещины с ее преимущественным распространением в зоне коллектора даже при стандартном расходе $5 \text{ м}^3/\text{мин}$ и рабочем давлении менее 600 атм.

При этом особенностью новых дизайнов с увеличенной полудлинной является снижение высоты и ширины трещин. В связи с этим данный подход при поперечном расположении приводит к уменьшению площади соприкосновения трещины со стволом скважины, что создает дополнительный риск потери гидродинамической связи с пластом. Поэтому немаловажным фактором, влияющим на продуктивность скважины, также является оптимальный подбор вывода скважины на режим (ВНР) после ГРП и в начальный период ее эксплуатации.

Текущая практика освоения скважин предполагает снижение забойного давления до целевого низкого значения в первоначальный период времени (несколько суток от запуска), что является стандартным методом. В условиях неустановившейся фильтрации в начальный период эксплуатации (первые месяцы от запуска), характеризующийся быстрым распространением воронки депрессии, при поперечном расположении трещин существуют риски выноса пропанта, вдавливания пропанта в стенки трещины с уменьшением ширины (проводимости пропантной пачки) под действием смыкающих напряжений, а также присутствует риск разрушения породы для неконсолидированных коллекторов [11]. Освоение и начальная эксплуатация скважины в «щадящем» режиме с минимальной депрессией и постепенным снижением забойного давления позволяет минимизировать данные риски.

Разворот сетки скважин для развития трещин ГРП, перпендикулярных стволу ГС

К концу 2021 г. на Эргинском лицензионном участке было пробурено более 350 скважин по рядной схеме размещения горизонтальных скважин с МГРП с организацией системы ППД. Скважины расположены вдоль линии максимального напряжения горных пород с целью формирования галереи трещин ГРП, длина горизонтального ствола составила до 1 000–1 200 м, количество стадий ГРП — до 8–10 единиц. Загрузка пропанта составляла менее 6–8 т на эффективную мощность пласта с технологией ГРП на шитом геле с относительно низкой полудлинной трещин гидроразрыва. Если для горизонтальных скважин, расположенных в центральной части залежи, отсутствовали проблемы с достижением планового дебита, то в крайних участках фактический запускной дебит жидкости ГС со стандартным подходом к ГРП оказался ниже планового на 30–40 %. Фактический коэффициент темпа падения дебитов превысил плановый на 7–10 %.

Уточнение величины проницаемости в разбуренной зоне по результатам эксплуатации скважин в 2020–2021 гг. и проведенных ГДИС, ухудшение структуры коллектора в крайних частях по результатам обработки сейсмических данных привели к необходимости пересмотра технологий разработки.

В текущих условиях требуется переход на новые подходы по разработке ТРИЗ с разворотом проектного фонда поперек направления максимального горизонтального напряжения. В этом случае возможно создание трещин, поперечных горизонтальному стволу с более высокой продуктивностью индивидуальных трещин, и увеличение дренируемой площади — стимулированного объема пласта.

Была создана постоянно действующая геолого-гидродинамическая модель, зонально выделена градация по ухудшению геологических свойств и рассчитаны варианты бурения и заканчивания скважин с поперечными трещинами ГРП. Было начато бурение поперечных скважин с различными планами

заканчивания (от 10 до 25 стадий). В конце 2021 г. была пробурена первая поперечная ГС и закончена с такими же параметрами, как и продольные ГС. По результатам проведенных мероприятий скважина не достигла запланированных параметров добычи. При отсутствии технологических проблем с проведением МГРП основными причинами недостижения послужили совокупность факторов, среди которых были отмечены низкая продуктивность трещин ГРП со стандартным дизайном и возможная потеря гидродинамической связи трещины со стволом скважины ввиду наличия перепродавок при посадке шаров для изоляции предыдущих стадий и применения стандартного ВНР. В связи с недостижением запланированного дебита, на последующих поперечных ГС были внесены корректирующие мероприятия в плановые проекты по заканчиванию и освоению скважин.

Инновационные дизайны ГРП

Для увеличения продуктивности горизонтальных скважин в низкопроницаемых коллекторах требуется развитие большей полудлины трещины с ограничением роста трещины в высоту в целевом интервале по сравнению со стандартной технологией с применением шитого геля. В связи с этим была разработана программа ОПИ по увеличению массы пропанта и объема жидкости с гибридными дизайнами и использованием низковязких жидкостей (линейный гель и понизитель трения) при проведении ГРП. Новый подход к проведению ГРП позволяет создавать длинные, узкие трещины (в ~1,5–2 раза длиннее по сравнению со стандартным ГРП на шитом геле) и увеличивать стимулированный объем пласта. Для отработки данных технологий ГРП и уточнения расчетных параметров предложенного варианта была определена пилотная кустовая площадка для проведения опытно-промышленных испытаний (табл. 1).

На рисунке 1 и в таблице 2 приводится сравнение моделирования геометрии трещины в корпоративном симуляторе гидроразрыва пласта «РН-ГРИД» [12–13] для:

- стандартного;
- модифицированного;
- гибридного дизайнов.

Модифицированный стандартный ГРП отличается от стандартного ГРП применением пониженной загрузки геланта и увеличенных загрузок разрушителя геля по стадийно, увеличением массы пропанта с 140 до 200 т и объема жидкости с 420 до 600 м^3 . Для модифицированного стандартного дизайна по сравнению со стандартным ГРП характеризуется увеличением полудлины трещины на 14,5 % с увеличением ширины трещины на 20,8 % при незначительном росте трещины в высоту на 8,2 %. Для гибридного ГРП в сравнении с модифицированным стандартным дизайном, при одинаковой массе пропанта и объеме жидкости, характеризуется увеличением полудлины трещины на 90,7 % и снижением роста трещины в высоту на 33,3 %,

с незначительным снижением ширины трещины на 6,7 %.

В случае модифицированного стандартного и гибридного дизайнов помимо объемов жидкости и массы пропанта оптимизационными параметрами послужили вязкость жидкости и загрузка разрушителя геля для увеличения степени очистки трещины ГРП от геля. Так, к примеру, для гибридной технологии загрузка геланта для линейного геля и сшитого геля для первоначальных стадий составляла

3,36 кг/м³, для последних стадий была снижена до 1,8 и 2,64 кг/м³ соответственно.

Освоение скважин после ГРП

В работе [14] описывается подход к освоению скважины после ГРП для скважин в сланцевых коллекторах. После закачки значительных объемов жидкости ГРП применяется штуцерование скважины с постепенным увеличением размера штуцера, что позволяет постепенно снижать забойное давление

и плавно увеличивать эффективное напряжение, действующее на пропантную пачку, минимизировать вынос пропанта и улучшить очистку трещины от жидкости ГРП. Эффективность данного подхода также описана в работах [11, 15], где было отмечено, что при стандартном освоении существуют риски выноса пропанта из трещины, вдавливания пропанта в стенки трещины с уменьшением ширины (проводимости) пропантной пачки под действием смыкающих напряжений, а также присутствует риск разрушения породы. Максимальная эффективная нагрузка на пропант характеризуется в призабойной зоне и зависит от порового давления в трещине:

$$\sigma_{\text{эффективное}} = \sigma_h - P_v \text{ призабойной зоне}^{(1)}$$

где $\sigma_{\text{эффективное}}$ — эффективное давление на пропантную пачку, атм; σ_h — минимальное горизонтальное напряжение; P_v — поровое давление в пропантной пачке в призабойной зоне пласта.

Освоение и ВНР скважины в «щадящем» режиме с обеспечением более высокого забойного давления позволяет минимизировать данные риски. Данный метод на Эргинском ЛУ заключался в подборе электроцентробежного насоса на потенциал скважины после двух месяцев работы и эксплуатации на низких частотах (35 Гц) с последующим плавным повышением частоты до 52 Гц в течение месяца, что способствовало плавному снижению забойного давления (Рзаб) в процессе как освоения, так и эксплуатации. Подбор частоты осуществляется исходя из минимально допустимого значения для эксплуатации ЭЦН, при ВНР скважины обеспечивается высокое забойное давление, которое способствует как минимизации выноса пропанта, так и постепенному увеличению эффективной нагрузки на пропантную пачку.

Дополнительно для снижения выноса пропанта при эксплуатации на скважинах Эргинского ЛУ применялся пропант 12/18 RCP в количестве 3 т на каждой стадии ГРП.

Результаты

В апреле 2022 г. были запущены 2 поперечные ГС 2Г и 3Г с 16 стадиями ГРП, на которых были применены модифицированный и гибридный ГРП с применением «щадящего» ВНР и эксплуатации. При освоении

Табл. 1. Программа оптимизации дизайнов ГРП на пилотной кустовой площадке ОПИ
Tab. 1. The program of optimization of hydraulic fracturing designs on the pilot pad

Скважина	Кол-во стадий, план	Программа	Технология ГРП	Расход, м ³ /мин	Вж, м ³	Мпр, т
1Г	16	Базовый	Стандартная технология	5	600	140
2Г	16	План-0	Модифицированная стандартная технология	5	600	200
3Г	16	План-1	50 % лин. гель	5	600	200
4Г	16	План-1'	50 % лин. гель + HiWay*	5	650	140
5Г	16	План-2	75 % низковязкой жидкости	5	1 000	200
6Г	16	План-3	100 % низковязкой жидкости	5	1 200	150
7Г	16	План-3'	100 % низковязкой жидкости + HiWay*	5	1 200	150

*ГРП с созданием каналов высокой проводимости.

Табл. 2. Сопоставление параметров трещины для стандартного, модифицированного стандартного и гибридного ГРП

Tab. 2. Comparison of fracture parameters for standard, modified standard and hybrid hydraulic fracturing designs

Параметры трещины	140 т стандартный	200 т модифицированный	200 т гибридный
Закрепл. высота (у ствола), м	61	66	44
Закрепл. полудлина (макс), м	179	205	391
Закрепл. ширина — ср. по площади, мм	5,06	6,11	4,72

Табл. 3. Сравнение основных характеристик ГС с МГРП, расположенных поперек и вдоль направления максимального горизонтального напряжения

Tab. 3. Comparison of the main characteristics of HW with MSF, located across and along the direction of maximum horizontal stress

Скважина	Технология МГРП					Средние показатели за первые 10 суток		Средние показатели на 90 сутки		Кратность Qнак. добычи нефти на 1 скв., д. ед.	
	Лгс м	Nст шт.	ΣМп тонн	ΣVж тыс. м ³	Тип ГРП	Кратность Qж	Рзаб атм	Кратность Qж	Рзаб атм	1	3
										мес.	мес.
1Г поперек 10 ст	1 188	10	1 412	4,2	Сшит	0,29	32	1,08**	34**	0,48	0,64**
2Г поперек 16 ст	1 149	16	3 200	10,5	Лин Сшит	1,12	179	2,85	38	1,71	2,38
3Г поперек 16 ст	1 264	16	3 200	9,1	ЛинСшит	1,44	173	3,51	44	2,19	3,12
Среднее поперек 16 ст. 2Г и 3Г (поперечные ГС)	1 206	16	3 200	9,8	Лин Сшит	1,28	176	3,18	41	1,95	2,76
Среднее по скважинам окружения вдоль 24 скв. (продольные ГС)	1 168	10	790	2,8	Сшит	1	74	1	49	1	1

Примечание — Лгс — длина горизонтального ствола, Nст — количество стадий, Мп — масса пропанта, Vж — объем жидкости ГРП, Qж — дебит жидкости, Лин — линейный гель, Сшит — сшитый гель.

* — данные по добыче нормализованы по отношению к средним показателям продольных ГС окружения (24 скважины), ** — прогнозные показатели.

с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) был определен приток при $P_{заб} \sim 100$ атм, 360 и 350 м³/сут соответственно по сравнению с расчетным значением дебита жидкости на конец первого месяца ~ 165 м³/сут. В скважины были спущены ЭЦН с меньшей производительностью для обеспечения стабильной работы, и скважины запускались в эксплуатацию на низких частотах с последующим повышением. Сравнение параметров работы поперечных ГС 1Г, 2Г и 3Г с соседними скважинами с продольными ГС представлено на рисунке 2 и в таблице 3. Данные по добыче в таблице 3 нормализованы по отношению к средним показателям продольных ГС окружения (24 скважины). Под кратностью понимается отношение дебита жидкости или накопленной добычи поперечной ГС по отношению к такому же показателю продольной ГС.

Поперечные ГС, эксплуатируемые на «щадящем» режиме, в момент выхода на режим показывали сопоставимые запускные дебиты жидкости относительно продольных скважин при более высоком забойном давлении. Через 1,5 месяца эксплуатации скважин дебит жидкости продольных ГС снизился на 89 %, на поперечных ГС он оставался на прежнем уровне, было отмечено постепенное снижение дебита жидкости и забойного давления (рис. 3). Коэффициент продуктивности по поперечным ГС превысил данный показатель для продольных ГС в 2,3 раза на запуске и в 3 раза по истечении трех месяцев. Средняя накопленная добыча нефти на скважину за первый месяц в 2 раза превысила средние показатели по добыче продольных ГС, за 3 месяца – в 2,8 раза (рис. 3).

К настоящему времени дополнительно были закончены скважины с аналогичными инновационными дизайнами ГРП, первоначальные технологические результаты которых сопоставимы с 2Г и 3Г. Рассматривается вопрос тиражирования бурения поперечных ГС и заканчивания с наиболее эффективным дизайном ГРП после завершения испытаний всех запланированных технологий.

Итоги

ГС со средней длиной горизонтального ствола 1 206 м и 16 поперечными трещинами ГРП показали высокую эффективность относительно ГС со средней длиной горизонтального ствола 1 168 м и 10 продольными трещинами ГРП на участке с ухудшенными ФЕС. По поперечным ГС с изменением дизайнов ГРП и «щадящим» режимом ВНР и эксплуатации, были отмечены более высокие коэффициенты продуктивности и накопленной добычи по сравнению с продольными ГС.

На первом этапе успешно испытаны: увеличение массы пропанта на стадии до 200 т, постепенное увеличение доли линейного геля путем замещения шитого геля линейным (на буфере и начальных стадиях подачи пропанта 20/40),

закрепление трещины в конце работы более крупным пропантом 16/20 и 12/18 РСР. Успешно реализована закачка сляговых пачек с пропантом 20/40 на линейном геле с низковязкой жидкостью и применением высоких нагрузок разрушителя геля. Снижение концентрации геланта и увеличенные концентрации деструктора должны улучшить очистку трещины от жидкости ГРП.

Подобранный план-дизайн освоения скважины и ее эксплуатации в начальный период работы с поэтапным увеличением депрессии позволил минимизировать риски снижения

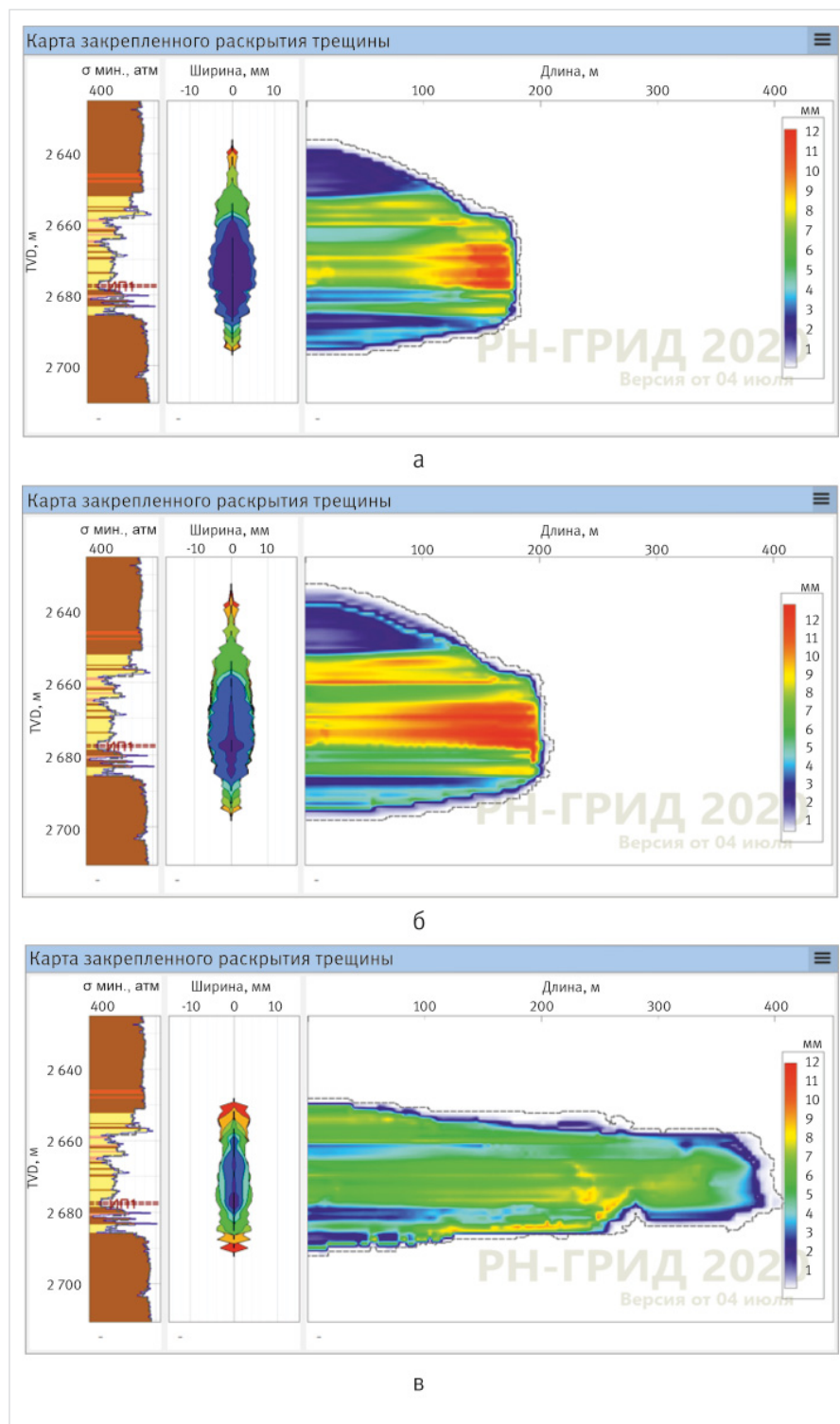


Рис. 1. Сопоставление геометрии трещин для: а – стандартного $M_{prop} = 140$ т, б – модифицированного стандартного $M_{prop} = 200$ т, в – гибридного ГРП $M_{prop} = 200$ т, 50 % линейный гель

Fig. 1. Comparison of fracture geometry for: а – standard $M_{prop} = 140$ t, б – modified standard $M_{prop} = 200$ t, в – hybrid design with $M_{prop} = 200$ t, 50 % linear gel

продуктивности вследствие избыточного ввода пропанта и воздействия на пропантную пачку.

Выводы

Полученные результаты увеличения продуктивности скважин и накопленной добычи свидетельствуют об эффективности внедренного комплекса мероприятий. Планируется дальнейший поиск новых технологий ГРП, которые позволят еще более эффективно разрабатывать низкопроницаемые коллекторы,

где концепция изменения дизайнов ГРП направлена на увеличение полудлины трещины с ограничением роста трещины в высоту в целевом интервале по сравнению со стандартной технологией с применением шитого геля. В связи с этим разработана программа по увеличению массы пропанта на стадиях с использованием различных комбинаций низковязких жидкостей (линейный гель и позититель трения) и шитого геля при проведении ГРП, с увеличением объема жидкости при использовании линейного геля. Планируется

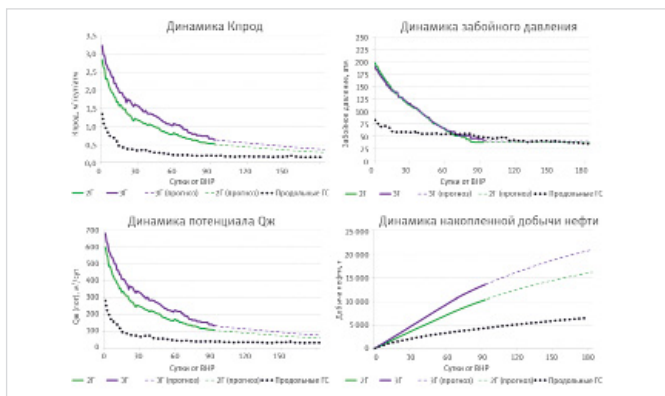


Рис. 3. Сравнение динамических показателей для ГС с ориентированием трещин вдоль и поперек ГС от даты ВНР
Fig. 3. Comparison of dynamic indicators for HW with the orientation of fractures along and across the HW from the date of well production

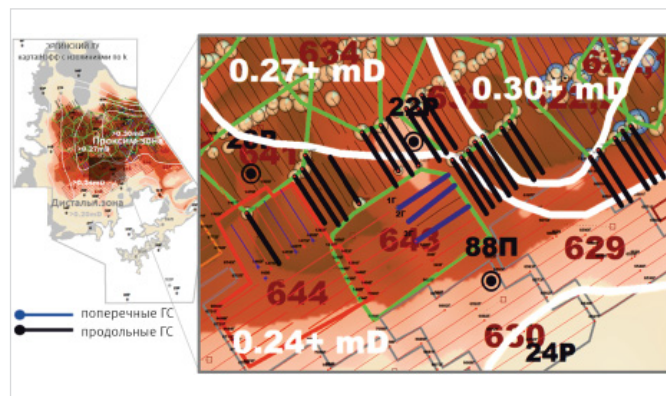


Рис. 2. Карта начальных нефтенасыщенных толщин с изолиниями по проницаемости и схемой размещения фонда основного объекта
Fig. 2. Map of initial oil-saturated thicknesses with permeability isolines and the layout of the fund of the main development facility

дальнейшее совершенствование технологий «щадящей» эксплуатации скважин.

Литература

1. Родионова И.И., Шабалин М.А., Капишев Д.Ю., Бакиров Р.И., Хабибуллин А.Ф., Насыров Р.Р., Сергейчев А.В. Выбор стратегии разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами на стадии освоения // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 132–135.
2. Петрук А.А., Родионова И.И., Мухаметов А.Р., Галеев Э.Р., Искевич И.Г., Фазылов Д.С., Мумбер П.С. Опыт моделирования конусов выноса на примере низкопроницаемого участка Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 45–50.
3. Закревский К.Е., Нассонов Н.В. Геологическое моделирование клиноформ неокома Западной Сибири. Тверь: ГЕРС, 2012. 80 с.
4. Мирошниченко А.В., Коротовских В.А., Мусабилов Т.Р., Федоров А.Э., Сулейманов Х.Х. Исследование технологической эффективности

горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов нефтяных месторождений // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 12–15 октября 2021, Москва. SPE-206412-RU.

5. Rickman R., Mullen M., Petre E. Grieser B., Kundert D. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the Barnett Shale. Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado. 2008. SPE-115258-MS. (In Eng).
8. Огнева А.С., Антонов М.С., Смолянец Е.Ф., Сергейчев А.В., Федоров А.Э. Эволюция развития технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти США // Нефтегазовое дело. 2020. № 2. С. 24–37.
9. Кашапов Д.В., Сергейчев А.В., Зейгман Ю.В., Федоров А.Э. Эволюция развития технологий многостадийного гидроразрыва пласта на сланцевых объектах США // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, №. 5. С. 53–66.

10. Whiting Petroleum Corporation. “Second Quarter 2019 Financial and Operating Results, August 2019”. URL: <https://whiting.com> (accessed data 01.05.2021). (In Eng).
11. Осипцов А., Вайнштейн А., Боронин С., Файзуллин И., Падерин Г., Шурунов А., Уччев Р., Гарагаш И., Толмачева К., Лежнев К., Прунов Д., Чебыкин Н. К полевому тестированию технологии вывода на режим горизонтальной скважины после МГРП: дизайн на основе моделирования и практические вопросы // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва. 2019 22–24 октября. SPE-196979-MS.
12. Борщук О.С., Пестриков А.В., Соловьев Д.Е. Программа для ЭВМ 2017611238 РФ. РН-ГРИД. 2017.
14. Tompkins D., Sieker R., Koseluk D., Cartaya H. Managed pressure flowback in unconventional reservoirs: a permian basin case study. Unconventional Resources Technology Conference. 2016. (In Eng).

ENGLISH

Results

HWs with an average length of a horizontal wellbore of 1 206 m and 16 transverse hydraulic fractures showed high efficiency compared to a HW with an average length of a horizontal wellbore of 1 168 m and 10 longitudinal hydraulic fractures in the area with poor reservoir properties. For transverse horizontal wells with a change in hydraulic fracturing designs and a “slow flowback” operation regime, higher productivity and cumulative production rates were noted compared to longitudinal horizontal wells.

At the first stage was successfully tested: an increase in the mass of proppant per stage up to 200 tons, a gradual increase in the proportion of linear gel by replacing the cross-linked gel with a linear one (at the buffer and the initial stages with 20/40 proppant), pumping at the end of the job a larger proppant 16/20 and 12/18 RCP

- pumping at the end of the job a larger proppant 16/20 and 12/18 RCP. The injection of slugs with 20/40 proppant on a linear gel with a low viscosity liquid and the use of high concentrations of a gel breaker was successfully implemented. Decreased gelant concentration and increased breaker concentrations should improve fracture cleanup from

hydraulic fracturing fluid.

The selected well development plan and its operation in the initial period of production with a gradual increase in drawdown made it possible to minimize the risks of productivity decline due to excessive proppant flowback and impact on the proppant pack.

Conclusions

The obtained positive results testify to the effectiveness of the implemented set of measures. It is planned to further search for new fracturing technologies that will allow even more efficient development of low-permeability reservoirs, where the concept of changing fracturing designs is aimed at increasing the fracture half-length while limiting the fracture height in the target zone compared to the standard technology using cross-linked gel. In this regard, a program has been developed to increase the mass of proppant at stages using various combinations of low-viscosity fluids (linear gel and friction reducer) and cross-linked gel during hydraulic fracturing, with an increase in fluid volume when using linear gel. It is planned to further improve the technologies for “slow flowback” operation of the wells.

References

1. Rodionova I.I., Shabalin M.A., Kapishev D.Y., Bakirov R.I., Khabibullin A.F., Nasyrov R.R., Sergeichev A.V. Choosing strategy of development of hard-to-recovery oil

reserves at early stage of exploration. Oil industry, 2019, issue 12, P. 132–135. (In Russ).

2. Petruk A.A., Rodionova I.I., Mukhametov A.R., Galeev E.R., Iskevich I.G., Fazylov D.S.,

3. Zakrevsky K.E., Nassonov N.V. Geological

- modelling neocomian clinoform of Western Siberia. Tver: GERS, 2012, 80 p. (In Russ).
4. Miroshnichenko A.V., Korotovskikh V.A., Musabirov T.R., Fedorov A.E., Suleimanov Kh.Kh. Investigation of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing technological efficiency in the development of low-permeability oil reservoirs. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 12–15 Oct 2021, Moscow. SPE-206412-RU. (In Russ).
 5. Rickman R., Mullen M., Petre E., Grieser B., Kundert D.A. practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the Barnett Shale. Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado. 2008. SPE-115258-MS. (In Eng).
 8. Ogneva A.S., Antonov M.S., Smolyanets E.F., Sergeichev A.V., Fedorov A.E. Evolution of USA tight oil fields development technologies. Petroleum engineering, 2020, issue 2, P. 24–37. (In Russ).
 9. Kashapov D.V., Sergeichev A.V., Zeigman Yu.V., Fedorov A.E. Evolution of multi-stage hydraulic fracturing technologies development at US shale facilities. Petroleum engineering, 2021, Vol. 19, issue 5, P. 53–66. (In Russ).
 10. Whiting Petroleum Corporation. “Second Quarter 2019 Financial and Operating Results, August 2019”. URL: <https://whiting.com> (accessed data 01.05.2021). (In Eng).
 11. Osiptsov A., Weinstein A., Boronin S., Fayzullin I., Paderin G., Shurunov A., Uchuyev R., Garagash I., Tolmacheva K., Lezhnev K., Prunov D., Chebykin N. towards field testing of the flowback technology for multistage-fractured horizontal wells: modeling-based design and practical implications. SPE Russian petroleum technology conference, October 22–24, 2019, Moscow, SPE-196979-MS. (In Russ).
 12. Borshchuk O.S., Pestrikov A.V., Solovov D.E. RNRGRID [RN-GRID]. Computer Program RF, No. 2017611238, 2017. (In Russ).
 14. Tompkins D., Sieker R., Koseluk D., Cartaya H. Managed pressure flowback in unconventional reservoirs: a permian basin case study. Unconventional Resources Technology Conference. 2016. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Садыков Алмаз Махмутович, главный менеджер, отдел развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: sadykovam2@bnpi.rosneft.ru

Капишев Денис Юрьевич, главный инженер проекта, сектор управления проектами Западной Сибири, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Ерастов Сергей Анатольевич, начальник отдела, отдел развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Федоров Алексей Эдуардович, начальник управления, управление развития инноваций и сопровождения ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Рахимов Марат Рашитович, главный инженер проекта, сектор управления проектами БНД и НАО, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Мироненко Артем Александрович, начальник управления, управление по разработке Приобского месторождения, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Валеев Сергей Валерьевич, начальник управления, управление повышения производительности резервуаров и ГТМ, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Мирошнichenко Вадим Петрович, начальник управления, управление по разработке месторождений, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Пономарев Евгений Владимирович, начальник управления, управление геологического сопровождения бурения скважин, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Скляр Константин Сергеевич, начальник отдела, отдел мониторинга эксплуатационного бурения, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Мумбер Полина Сергеевна, начальник отдела, отдел планирования эксплуатационного бурения, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Сафин Ильшат Ришатович, главный специалист, сектор технологий ГРП, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Паровинчак Константин Михайлович, к.г.-м.н., руководитель проекта, управление по разработке месторождений, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Сергейчев Андрей Валерьевич, заместитель начальника управления, управление повышения производительности резервуаров и ГТМ, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Sadykov Almaz Machmutovich, general manager, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: sadykovam2@bnpi.rosneft.ru

Kapishev Denis Yur’evich, general project engineer, Western Siberia projects management sector, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Erastov Sergey Anatol’evich, department head, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Fedorov Alexey Eduardovich, department head, department for the development of innovations and hard-to-recover resources support, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Rakhimov Marat Rashitovich, general project engineer, BND and NAO project management sector, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Mironenko Artem Alexandrovich, head of department, department for the development of the Priobskoye field, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Valeev Sergey Valerevich, department head, reservoir performance improvement and geological and technical measures department, “RN-Yuganskneftegaz” LLC, Nefteyugansk, Russia

Miroshnichenko Vadim Petrovich, department head, department for field development, “RN-Yuganskneftegaz” LLC, Nefteyugansk, Russia

Ponomarev Evgeniy Vladimirovich, department head, department of geological support of well drilling, “RN-Yuganskneftegaz” LLC, Nefteyugansk, Russia

Sklyar Konstantin Sergeevich, department head, production drilling monitoring department, “RN-Yuganskneftegaz” LLC, Nefteyugansk, Russia

Mumber Polina Sergeevna, department head, production drilling planning department, “RN-Yuganskneftegaz” LLC, Nefteyugansk, Russia

Safin Il’shat Rishatovich, general specialist, hydraulic fracturing technology sector, LLC RN-Yuganskneftegaz, Nefteyugansk, Russia

Parovinchak Konstantin Mikhailovich, candidate of geological and mineralogical sciences, project manager, field development department, “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia

Sergeychev Andrey Valerievich, deputy head of the department, department for improving the performance of reservoirs, geological and technical measures, “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia