

Выбор режима работы горизонтальных скважин с большеобъемным многостадийным гидроразрывом пласта на залежах с трудноизвлекаемыми запасами нефти

Капишев Д.Ю.¹, Родионова И.И.¹, Садыков А.М.¹, Рахимов М.Р.¹, Вахитов И.И.¹, Кайбуллин Н.И.¹, Мирошниченко В.П.², Паровинчак К.М.³
¹ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)), Уфа, Россия, ²ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия, ³ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
kapishevdy@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

Данная статья продолжает цикл статей, посвященных поиску оптимальной системы и режима разработки коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами на примере Эргинского лицензионного участка. Рассмотрены мероприятия для дальнейшей рентабельной разработки участка: бурение горизонтальных скважин поперек направления распространения регионального стресса, увеличение количества стадий гидроразрыва пласта, применение более сложных технологий ГРП, эксплуатация скважин на «щадящем» режиме.

Материалы и методы

С применением гидродинамического моделирования обоснован разворот схемы бурения скважин: принятая ранее система разработки предполагала бурение горизонтальных скважин вдоль направления распространения регионального стресса. Предложено увеличение количества стадий ГРП и массы пропанта на каждый порт. Представлены результаты реализации опытно-промышленных работ по бурению и вводу в эксплуатацию первых «продольных»

и «поперечных» скважин с большеобъемным МГРП на «щадящем» режиме эксплуатации.

Ключевые слова

разработка месторождений, низкопроницаемые коллекторы, ультратрудноизвлекаемые запасы, горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта

Для цитирования

Капишев Д.Ю., Родионова И.И., Садыков А.М., Рахимов М.Р., Вахитов И.И., Кайбуллин Н.И., Мирошниченко В.П., Паровинчак К.М. Выбор режима работы горизонтальных скважин с большеобъемным многостадийным гидроразрывом пласта на залежах с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 84–89. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-84-89

Поступила в редакцию: 03.10.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.342 | Original Paper

Selection of the operating mode of horizontal wells with large-volume multistage hydraulic fracturing on deposits with hard-to-recover oil reserves

Kapishev D.Yu.¹, Rodionova I.I.¹, Sadykov A.M.¹, Rakhimov M.R.¹, Vakhitov I.I.¹, Kaibullin N.I.¹, Miroshnichenko V.P.², Parovinchak K.M.³
¹“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia, ²“RN-Yuganskneftegas” LLC, Nefteyugansk, Russia, ³“NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia
kapishevdy@bnipi.rosneft.ru

Abstract

This article continues the series of articles devoted to the work on optimizing the system of developing collectors with low filtration properties on the example of the Erginsky license area. Measures for further cost-effective development of the site are considered: drilling horizontal wells across the direction of regional stress propagation, increasing the number of hydraulic fracturing stages, operation of wells in a gentle mode.

Materials and methods

With the use of hydrodynamic modeling, the reversal of the well drilling scheme is justified: the previously adopted development system assumed the drilling of horizontal wells along the direction of regional stress propagation. It is proposed to increase the number of hydraulic fracturing stages and the mass of the proppant for each port. The results of the implementation of pilot works on drilling and commissioning

of the first “longitudinal” and “transverse” wells with a large-volume multistage hydraulic fracturing in a “gentle” operating mode are presented.

Keywords

field development, low-permeability reservoirs, ultra-hard-to-recover reserves, horizontal wells with multistage hydraulic fracturing

For citation

Kapishev D.Yu., Rodionova I.I., Sadykov A.M., Rakhimov M.R., Vakhitov I.I., Kaibullin N.I., Miroshnichenko V.P., Parovinchak K.M. Selection of the operating mode of horizontal wells with large-volume multistage hydraulic fracturing on deposits with hard-to-recover oil reserves. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 84–89. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-84-89

Received: 03.10.2023

Эргинский лицензионный участок (ЛУ) на сегодня является главным крупным полигоном разработки ультранизкопроницаемых коллекторов (0,3 мД). Участок входит в состав Приобского нефтяного месторождения, которое является уникальным по объему запасов, сосредоточенных в различных геологических условиях: от благоприятных шельфовых отложений до сверхнизкопроницаемых глубоководных зон.

Данная статья является продолжением цикла статей [1, 2], посвященного работе по выбору оптимальной системы и режима разработки коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), так называемыми ультратрудноизвлекаемыми запасами, на примере Эргинского ЛУ Приобского месторождения.

В середине 2019 года начато масштабное бурение эксплуатационных скважин по рядной системе разработки горизонтальными добывающими и нагнетательными скважинами с длиной горизонтального участка 1 200 м и десятью стадиями гидроразрыва пласта (ГРП). Для создания галереи трещин горизонтальные стволы скважин расположены вдоль максимального горизонтального напряжения (регионального стресса), так называемые продольные скважины. Расстояние между рядами составляет 200 м [3].

По мере продвижения бурением в краевые части участка возникла необходимость в оптимизации системы разработки. С использованием детальных геолого-гидродинамических моделей были выполнены технико-экономические расчеты

выбора дальнейшей стратегии разработки участка [4]. Предложено осуществлять переход на системы разработки с разворотом проектных горизонтальных скважин поперек направления распространения регионального стресса для повышения коэффициента охвата пласта (поперечные скважины). Предложена разработка на естественном режиме с увеличением количества стадий ГРП с 10 до 16–25 и применением более прогрессивных дизайнов ГРП, увеличением расстояния между скважинами с 200 до 300 м. Разработана программа по увеличению массы пропанта на стадиях с использованием различных комбинаций линейных и шитых гелей (рис. 1).

В конце 2021 года пробурена первая поперечная ГС с 10 стадиями ГРП, с массой пропанта, аналогичной продольным ГС, при этом скважина не достигла запланированных показателей добычи. К основным причинам недостижения можно отнести совокупность факторов, среди которых низкая продуктивность трещин ГРП со стандартным дизайном [2] (жидкость разрыва на основе сшитого геля в объеме $V_{ж} = 420 \text{ м}^3$, $M_{пр} = 150 \text{ т}$, оценочная полудлина трещины до 135 м), возможная потеря гидродинамической связи трещин со стволом скважины ввиду наличия перепродавок при посадке шаров для изоляции предыдущих стадий, применение стандартной программы подготовки скважины после многостадийного ГРП (МГРП) и вывода скважин на режим (ВНР) с форсированным отбором жидкости. В результате были внесены корректировки

Табл. 1. Рекомендуемые диаметры штуцера при освоении после МГРП

Tab. 1. Recommended fitting diameters during development after multistage hydraulic fracturing

№	Диаметр штуцера, мм	Время отработки на штуцере, сут
1	4	2
2	6	2
3	8	2
4	10	1–2
5	12	2 и далее до разрядки

в плановые проекты по заканчиванию и освоению последующих поперечных ГС. Предложена программа инновационных дизайнов МГРП для увеличения продуктивности ГС с развитием большей полудлины трещины с ограничением роста трещины в высоту в целевом интервале пласта относительно стандартной технологии с применением сшитого геля. Проработанные программы подробно описаны в статье [2]. При проведении МГРП данная программа предусматривала увеличение массы пропанта и объема жидкости с гибридными дизайнами с использованием низковязких жидкостей (линейный гель и понизитель трения). Новый подход к проведению ГРП позволяет увеличивать стимулированный объем пласта. Для отработки новых технологий МГРП, уточнения расчетных параметров трещин предлагаемого варианта определен пилотный куст для проведения различных дизайнов ГРП.

В настоящее время помимо выбора оптимальной системы разработки низкопроницаемых коллекторов необходимо также осуществлять выбор оптимального режима эксплуатации скважин, позволяющего поддерживать их рентабельную разработку. Одним из таких способов является эксплуатация скважин на «щадящем» режиме, которая позволяет минимизировать вынос пропанта из трещин, продлить период стабильной работы скважины без перевода в режим автоматического повторного включения (АПВ) и достичь большей добычи в результате постепенного плавного снижения забойного давления как в процессе подготовки скважины

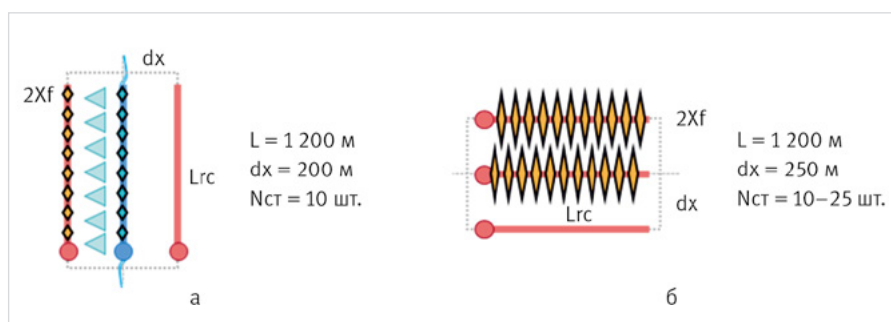


Рис. 1. Реализуемые системы разработки: а — система продольных скважин с заводнением; б — система поперечных скважин на естественном режиме
Fig. 1. Development systems to be implemented: а — longitudinal well system with winding; б — transverse well system in natural mode

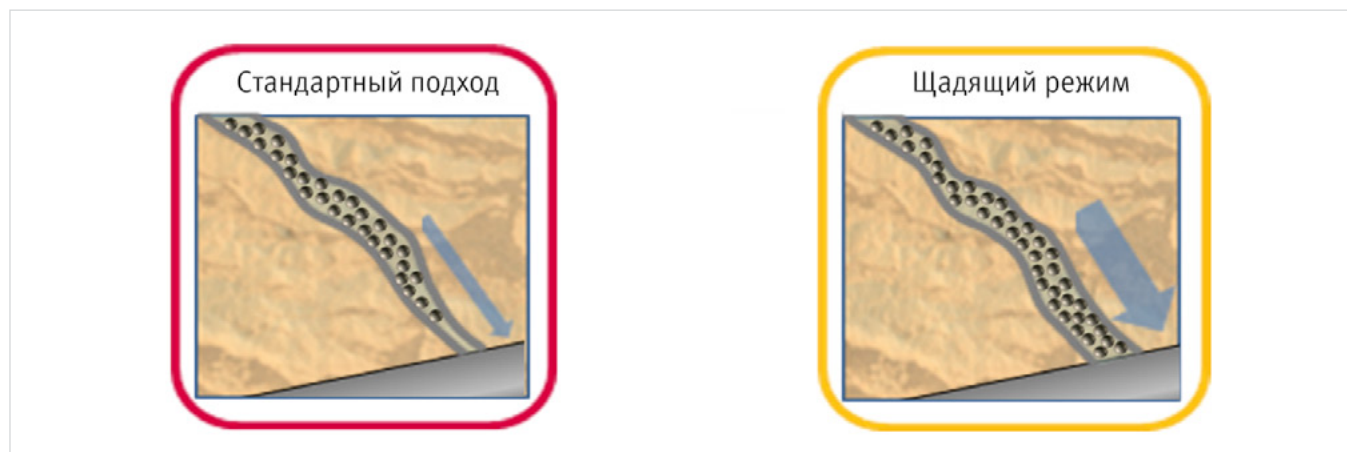


Рис. 2. Пример выноса пропанта и ухудшение проводимости трещины ГРП для различных режимов эксплуатации поперечных скважин
Fig. 2. An example of proppant removal and deterioration of fracture fracture conductivity for various operating modes of transverse wells

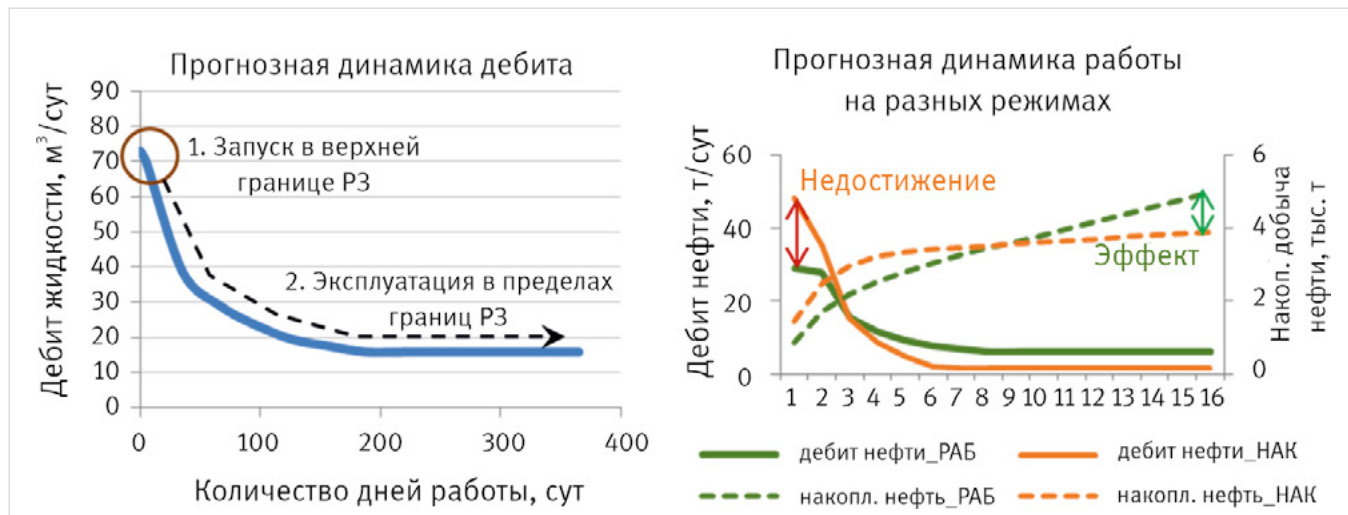


Рис. 4. Пример подбора ГНО с учетом темпов падения дебита жидкости и различных режимов эксплуатации поперечных скважин
Fig. 4. An example of the selection of deep pumping equipment

после МГРП (нормализация забоя, разрядка скважины), так и после запуска скважины с оптимально подобранным глубинным насосным оборудованием (ГНО).

В работе [5] выполнено математическое моделирование фильтрации в закрепленной трещине с учетом сжатия пропантной упаковки, вдавливания пропанта в стенки трещины, разрушения стенок трещины и выноса пропанта. По результатам моделирования было предложено два сценария опытно-промышленных работ по выводу горизонтальных скважин с МГРП на режим (плавный и агрессивный) со ступенчатым увеличением диаметра штуцера для определения верхнего и нижнего пределов безопасного сценария открытия скважины. В работе [6] приведена оценка первых результатов работы опытных скважин. По результатам мониторинга добычи в течение 3 месяцев после операции ВНР прирост добычи в абсолютном выражении более 5% в плавном режиме ВНР по сравнению с агрессивным.

При агрессивном выводе на режим [5] с быстрым открытием штуцера формируется

избыточная депрессия и градиент давления в трещине и притрещинной области пласта, что приводит к возникновению следующих нежелательных геомеханических явлений:

- вынос пропанта из трещины в ГС;
- вдавливание пропанта в стенки трещины и уменьшение ширины закрепленной трещины;
- выламывание породы внутрь трещины;
- сжатие пропантной пачки с эффектами компакций;
- дробление пропанта и кольтатация призабойной области трещины.

По совокупности данных эффектов проводимость трещины падает, что приводит к снижению дебита скважин и недополучению добычи в результате реализации агрессивного сценария вывода на режим. Щадящая подготовка скважины к добыче после МГРП (разрядка скважины с постепенным увеличением размера штуцера, начиная с минимального (2–4 мм), для плавного снижения забойного давления и контроль забойного давления при нормализации забоя с гибкой насосно-компрессорной трубой

(ГНКТ) позволяет минимизировать выпадение пропанта из прискважинной зоны трещины ГРП (рис. 2).

Высказывается предположение, что эффект потери гидродинамической связи со стволом скважины наиболее чувствителен для случая поперечного размещения трещины, так как в этом случае площадь пересечения ствола скважины с поверхностью трещины минимальна и равна произведению длины окружности ствола скважины и ширины трещины в прискважинной зоне ($\sim Wf \cdot Ldw$), и в случае отсутствия надежного закрепления этой области пропантом происходит полное отсекание стимулированного объема трещины от фильтрации независимо от параметров трещины. При ориентации ствола скважины вдоль направления регионального стресса, созданная трещина пересекает траекторию ствола с значительно большей плоскостью соприкосновения, и в предельном случае эта плоскость по всей своей длине пересекает траекторию скважины и равна произведению длины и ширины трещины в прискважинной зоне ($\sim Xf \cdot Wf$). В таком случае площадь контакта трещины со стволом скважины в сотни раз больше (рис. 3).

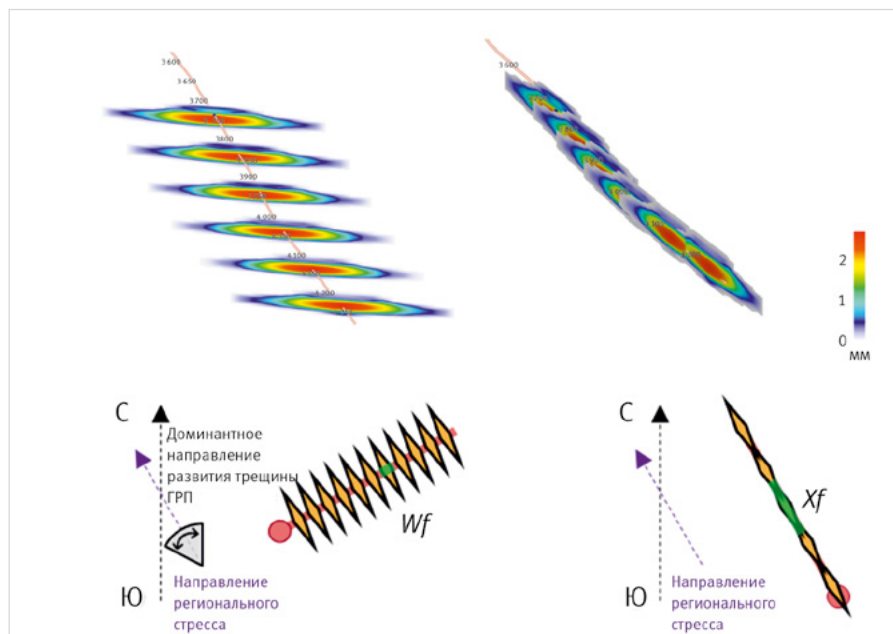


Рис. 3. Модель раскрытия трещин ГРП, расположенных поперек ствола скважины и вдоль
Fig. 3. Crack opening model of hydraulic fractures located across and along the borehole

Разрядка скважины и нормализация забоя

Стандартная практика подготовки скважины после проведения МГРП к добыче включала в себя разрядку скважины для снижения устьевого давления под облегченные растворы глушения без контроля или ограничения размеров штуцеров. Нормализация забоя и освоение скважины с ГНКТ осуществлялась до или после разрядки скважины, при этом перед постановкой ГНКТ производилось стравливание давления на устье до 0 атм в агрессивном режиме.

При щадящей подготовке скважины к запуску в режим разрядки скважины производилась с обеспечением щадящего вывода скважины на стабильный режим фонтанирования, по схеме последовательного увеличения диаметров штуцеров (табл. 1).

При щадящей нормализации забоя с ГНКТ было рекомендовано обеспечить устьевое давление не ниже $0,7 \cdot P_{избыточное}$, где $P_{избыточное}$ — избыточное давление при постановке бригады ГНКТ на скважину. Также не рекомендовалось исключать стандартное освоение скважины с азотом, которое приводило к значительной депрессии в призабойной зоне.

Табл. 2. Показатели эксплуатации продольных добывающих скважин по производительности глубинного насосного оборудования
 Tab. 2. Performance of longitudinal production wells by the productivity of deep pumping equipment

Производительность ГНО, м ³ /сут	Кол-во скв.	Проницаемость пласта, мД	Эфф. толщина пласта (Нэфф), м	Кратность Qж/Нэфф, д.ед.	Кратность Qн/Нэфф, д.ед.	Рзаб на ВНР, атм	Кратность Qнак/Нэфф за год, д.ед.	Переход на АПВ, сутки
80–100	5	0,20	19,9	1,00	1	155	1,00	44
125	9	0,20	19,1	1,31	1,44	103	0,95	19
160	23	0,22	18,1	1,53	1,53	103	0,94	20
200	17	0,24	18,5	2,00	1,90	93	0,97	22
250	31	0,24	20,1	2,04	2,18	92	0,99	23
280–400	9	0,19	19,5	1,47	1,36	70	0,98	8
	94							

Подбор глубинного насосного оборудования

Запускные дебиты жидкости характеризуются высокими коэффициентами падения в первые месяцы эксплуатации скважин с глубинным насосным оборудованием (ГНО), рассчитанным на геологический потенциал, что приводит к преждевременной смене работы скважины с постоянного режима на режим АПВ. Для дальнейшей рентабельной разработки низкопроницаемых коллекторов Эргинского ЛУ подбор оптимального ГНО для новых ГС является одним из важнейших вопросов, основными целями которого являются как большая накопленная добыча нефти, так и обеспечение высоких запускных дебитов (рис. 4).

Подбор рекомендуемой производительности насосного оборудования на потенциальные параметры с учетом темпов падения дебита жидкости для поперечной скважины Эргинского ЛУ осуществляется по формуле:

$$T_{рек} = T_{пот} (Q_{жпот}) \times (1 + K_{ф пад}) / 2,$$

где $T_{рек}$ — рекомендуемая производительность ГНО, $T_{пот}$ — производительность ГНО на потенциальных параметрах расчета дебита жидкости $Q_{жпот}$ методом источников на новой горизонтальной скважине, $K_{ф пад}$ — фактический годовой коэффициент падения дебита жидкости.

При выполнении указанного условия в первые 2–3 месяца производится эксплуатация скважины на «щадящем» режиме с обеспечением более высокого забойного давления на ВНР и дальнейшим его плавным снижением. При этом, согласно расчетам, недостижение в части запускного дебита за счет запуска при более высоком Рзаб, компенсируется в будущем большим дебитом на установившемся режиме.

Для обеспечения плавного снижения забойного давления в процессе освоения и эксплуатации требуется подбор электроцентробежного насоса на потенциал скважины с учетом двух месяцев работы и эксплуатации на низких частотах (35 Гц) с последующим плавным повышением частоты до 52 Гц.

С целью выявления влияния насосного оборудования на добычные характеристики скважин проведен анализ работы продольных добывающих ГС с МГРП. Длины горизонтального ствола L варьировались от 1 100 до 1 300 м, количество стадий ГРП Nст — от 8 до 10 единиц. В анализе участвовало 94 скважины с отработкой более 9 месяцев, производительность насосов рассчитана на геологический потенциал. Распределение показателей эксплуатации продольных добывающих скважин

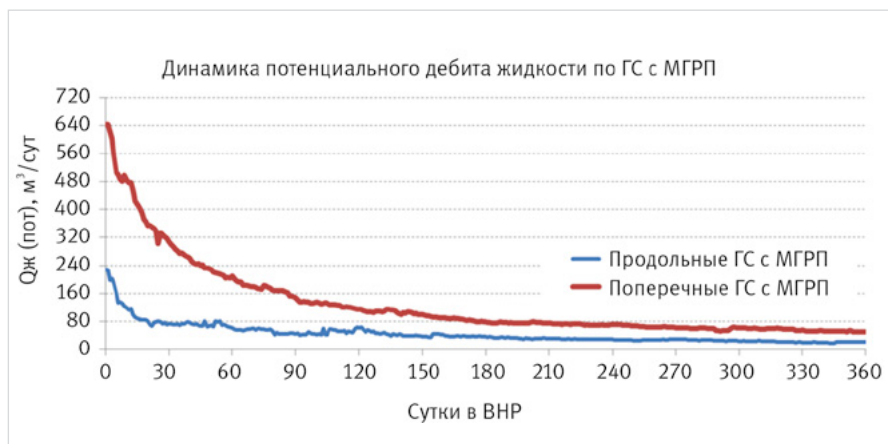


Рис. 5. Сравнение средних фактических дебитов жидкости, приведенных на потенциальных параметрах для продольных и поперечных скважин
 Fig. 5. Comparison of actual fluid flow rates shown on potential parameters for longitudinal and transverse wells.

по производительности представлено в таблице 2.

Стоит отметить, что по скважинам с наименьшей производительностью ГНО (электроцентробежный насос 80–100 м³/сут) при меньших удельных запускных параметрах наблюдается превышение удельной накопленной добычи нефти за год по сравнению с остальными группами скважин до 6 % (в среднем на 3 %), а так же увеличение времени работы на стабильном режиме (до 2 раз). В результате принято решение о проведении опытно-промышленных работ по подбору эффективной производительности ГНО для поперечных скважин.

С 2022 года начато масштабное бурение поперечных скважин, по состоянию на 01.07.2023 пробурены 26 скважин, введено в эксплуатацию 12. Переход на поперечные скважины с применением большеобъемного МГРП и увеличением количества стадий с 10 до 16 позволил увеличить потенциал скважины и продолжить дальнейшую эффективную и рентабельную разработку краевых зон пласта АС10/0-1 (рис. 5). Потенциальный дебит жидкости по факту оказался выше на запуске в 2,8 раза, через год эксплуатации — в 2,2 раза.

Привлечены данные анализа работы четырех горизонтальных скважин, поперечно ориентированных относительно направления регионального напряженного состояния, находящихся более года в эксплуатации, в том числе три в «щадящем» режиме (ЩР), одна в стандартном (СР). На секторной геологидродинамической модели выполнен

прогноз добычи. Модель участка выполнена с учетом среднего размера ринг геологических песчаных тел по фактическим данным гаммакаротажа горизонтальных скважин [4]. Выполнена нормировка модели на данные добычи фактических скважин, расположенных вдоль границы (~2 км зона) с рассматриваемой областью.

При настройке модели на фактические данные были сделаны следующие наблюдения:

- расчетное забойное давление на скважинах, работающих на «стандартном» режиме, значительно выше фактических показателей (относительная погрешность до 80 %);
- расчетное забойное давление на скважинах, работающих на «щадящем» режиме, близко к фактическим показателям при схожих значениях проницаемости.

Таким образом, был сделан предположение о том, что поперечные скважины, работающие в «стандартном» режиме, характеризуются снижением проницаемости трещин ГРП, вследствие более интенсивного вымывания проппанта из зоны контакта трещин со скважиной.

Для моделирования данного эффекта была использована функция зависимости проницаемости трещин ГРП от времени работы (деградация трещины). Задание различных коэффициентов зависимости для скважин с разными режимами работы позволило улучшить качество адаптации модели (относительная погрешность забойного давления снизилась до 5 %) и расчета прогнозных

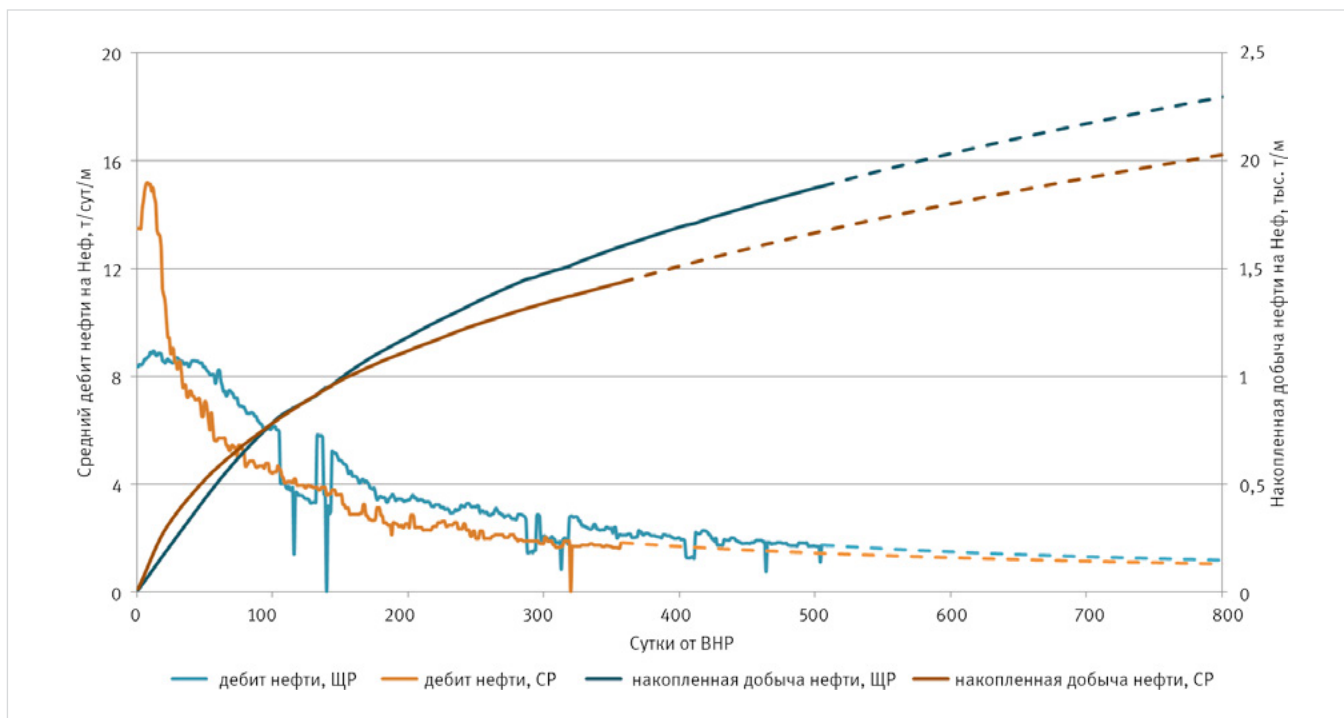


Рис. 6. Динамика работы поперечных скважин и накопленные показатели
Fig. 6. Dynamics of transverse wells and accumulated indicators

показателей. Таким образом эффект снижения проводимости трещины при более быстром выводе скважины на режим косвенно подтверждается при адаптации гидродинамической модели для скважин находящихся в сопоставимых геологических условиях.

На рисунке 6 приведены прогнозные и фактические показатели добычи скважин в зависимости от режима.

Итоги

При сравнении скважин на различных режимах эксплуатации кратность запускового дебита жидкости стандартного режима относительно «щадящего» составила 1,6 раза, но через год — 0,7 раза; таким образом, годовая накопленная добыча в среднем ниже на 11%. Согласно прогнозным расчетам дебит нефти сравняется через три года работы, при этом разница в накопленной добыче нефти сохраняется в 11–13%. Продолжаются опытно-промышленные работы по эксплуатации скважин на «щадящем» режиме, окончательные результаты будут получены в конце 2024 года.

Выводы

Выполнен анализ влияния насосного оборудования на добычные характеристики продольных добывающих ГС с МГРП. Отмечено, что группа скважин с меньшей производительностью ГНО (80–100 м³/сут) характеризуется большей накопленной добычей нефти за первый год работы (в среднем на 3%), а так же большим временем работы на стабильном режиме (до 2 раз).

Получены первые результаты работы поперечных скважин, выявлено положительное влияние освоения и эксплуатации скважин в «щадящем» режиме на их добычные характеристики. Выводы носят оценочный характер, продолжают опытно-промышленные работы по эксплуатации скважин на «щадящем» режиме, окончательные результаты будут получены в конце 2024 года. Предлагаемый

подход позволяет минимизировать вынос пропанта и зафиксировать раскрытие трещины в прискважинной зоне, что особенно важно в случае расположения горизонтальных стволов скважин поперек регионального стресса и иницировании ГРП поперек ствола.

Предложены мероприятия по плавному снижению давления при разрядке скважины и нормализации забоя с ГНКТ.

Во время проведения опытно-промышленных работ рекомендуется осуществлять комплекс мероприятий по оценке добычной способности скважины, производить подбор рекомендуемой производительности насосного оборудования, осуществляя плавную динамику снижения забойного давления. Несмотря на меньшую добычу в первые месяцы, это приводит к увеличению накопленной добычи нефти в течение года ориентировочно на 10%.

На сегодняшний день Эргинский ЛУ является уникальным полигоном по масштабной разработке трудноизвлекаемых запасов с коэффициентом проницаемости менее 0,3 мД, накопленный опыт которого уже транслируется на аналогичные объекты Компании. Данный проект наглядно демонстрирует, что разработка даже таких низкопроницаемых коллекторов, за которыми будущее нефтяной промышленности, может быть технологически и экономически эффективной.

Литература

- Капишев Д.Ю., Рахимов М.Р., Мироненко А.А., Родионова И.И., Федоров А.Э., Гареев Р.Р., Мирошниченко В.П., Паровинчак К.М. Выбор оптимальной системы разработки сверхнизкопроницаемых коллекторов на примере Эргинского лицензионного участка Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 62–65.
- 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. 60–85.

- 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.
- Родионова И.И., Петрук А.С., 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.
- Осипцов А., Вайнштейн А., Боронин С. и др. К полевому тестированию технологии вывода на режим горизонтальной скважины после МГРП: дизайн на основе моделирования и практические вопросы // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва. 22–24 октября 2019. SPE-196979-RU.
- Вайнштейн А., Фишер Г., Боронин С., Осипцов А. и др. Полевое тестирование технологии вывода на режим горизонтальной скважины после МГРП: реализация и первичная интерпретация результатов промышленного эксперимента // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва. 26–29 октября 2020. SPE-202056-RU

Results

When comparing wells in different operating modes, the multiplicity of the starting fluid flow rate of the standard mode relative to the "gentle" was 1,6 times, but after a year — 0,7 times; thus, the annual accumulated production is on average 11 % lower. According to the forecast calculations, the oil flow rate will be equal in three years of operation, while the difference in accumulated oil production remains at 11–13 %. Pilot-industrial work on the operation of wells in a "gentle" mode is continuing, the final results will be received at the end of 2024.

Conclusions

The analysis of the influence of pumping equipment on the production characteristics of longitudinal producing horizontal wells with multistage hydraulic fracturing is carried out. It is noted that the group of wells with lower pump capacity (80–100 m³/day) is characterized by a greater accumulated oil production for the first year of operation (on average by 3 %), as well as a longer operating time in a stable mode (up to 2 times). The first results of the transverse wells were obtained, the positive impact of the development and operation of wells in a "gentle" mode on their production characteristics was revealed. The conclusions are of an evaluative nature, experimental and industrial work on the operation of

wells in a "gentle" mode is continuing, the final results will be received at the end of 2024. The proposed approach makes it possible to minimize the removal of proppant and fix the crack opening in the near-well zone, which is especially important in the case of horizontal boreholes located across regional stress and the initiation of hydraulic fracturing across the trunk.

Measures are proposed for a smooth pressure reduction during well discharge and normalization of the bottom.

During the pilot works, it is recommended to carry out a set of measures to assess the production capacity of the well, to select the recommended performance of pumping equipment, carrying out a smooth dynamics of downhole pressure reduction. Despite the lower production in the first months, this leads to an increase in accumulated oil production during the year by approximately 10 %.

To date, the Erginsky LA is a unique testing ground for large-scale development of hard-to-recover reserves with a permeability coefficient of less than 0,3 mD, the accumulated experience of which is already being transferred to similar facilities of the Company. This project clearly demonstrates that the development of even such low-permeability reservoirs, which are the future of the oil industry, can be technologically and economically efficient.

References

1. Kapishev D.Yu., Rakhimov M.R., Mironenko A.A., Rodionova I.I., Fedorov A.E., Gareev R.R., Miroshnichenko V.P., Parovinchak K.M. The choice of the optimal system for the development of ultra-low-permeable reservoirs on the example of the Erginsky license area on the Priobskoye field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 62–65. (In Russ).
2. 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., Sergeichev 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. 60–85. (In Russ).
3. Rodionova I.I., Shabalin M.A., Kapishev D.Yu., Bakirov R.I., Khabibullin A.F., Nasryov 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).
4. Rodionova I.I., Petruk A.S., Mukhametov A.R., Galeev E.R., Iskevich I.G., Fazylov D.S., Mumber P.S. Modeling experience of low-permeability reservoirs the case of license block of the Priobskoe field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 2, P. 45–50. (In Russ).
5. Osiptsov A., Vainshtein A., Boronin S., Faizullin I., Paderin G et. al. Towards field testing of the flowback technology for multistage-fractured horizontal wells: modeling-based design and practical implications. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2019, 22–24 October, Moscow, SPE-196979-RU. (In Russ).
6. Weinstein A., Fischer G., Boronin S., Osiptsov A. et. al. Field testing of the technology for switching to the horizontal well mode after hydraulic fracturing: implementation and primary interpretation of the results of the field experiment. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2020, 26-29 October, Moscow, SPE-202056-RU. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Капишев Денис Юрьевич, главный инженер проекта, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: kapishevdy@bnipi.rosneft.ru

Родионова Инесса Игоревна, начальник отдела, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Садыков Алмаз Махматович, главный менеджер, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Рахимов Марат Рашитович, главный инженер проекта, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Вахитов Ильнур Ирекович, специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Кайбуллин Николай Игоревич, специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Мирошнichenko Вадим Петрович, начальник управления, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Паровинчак Константин Михайлович, руководитель проекта, ПАО НК «Роснефть», Москва, Россия

Kapishev Denis Yurievich, chief project engineer, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: kapishevdy@bnipi.rosneft.ru

Rodionova Inessa Igorevna, head of department, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Sadykov Almaz Makhmutovich, chief manager, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Rakhimov Marat Rashitovich, chief project engineer, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Vakhitov Ilnur Irekovich, specialist, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Kaibullin Nikolay Igorevich, specialist, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Miroshnichenko Vadim Petrovich, head of department, "RN-Yuganskneftegas" LLC, Nefteyugansk, Russia

Parovinchak Konstantin Mikhailovich, project manager, "NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia