

Особенности формирования технологических решений по разработке залежей ТРИЗ, характеризующихся сверхнизкой проницаемостью и наличием аномально высокого пластового давления

Анкудинов А.А., Архипов В.Н., Стариков М.А.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
mastarikov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) характеризуются неблагоприятными для извлечения условиями с позиции свойств нефти либо условий залегания (сосредоточены в залежах низкопроницаемых коллекторов). На данный момент добыча осуществляется преимущественно из традиционных коллекторов, но, как правило, именно сложные запасы обеспечивают основной прирост ресурсной базы нефтяных компаний. Освоение ТРИЗ требует применения новых технологий добычи и значительных капитальных вложений. Залежи нетрадиционных коллекторов характеризуются высокой изменчивостью геологического строения и фильтрационно-емкостных свойств в зависимости от региона, что диктует необходимость выработки индивидуального подхода к их разработке. Авторами в статье на примере нефтяного месторождения, расположенного в Арктической зоне Российской Федерации, рассматривается подход к выработке технологических решений для ввода в разработку залежи ТРИЗ, характеризующейся низкой проницаемостью, высокой неоднородностью и наличием аномально высокого пластового давления (АВПД).

Материалы и методы

Выполнен анализ опыта освоения залежей трудноизвлекаемых запасов, выявлены ключевые аспекты разработки низкопроницаемых коллекторов. Сформирован подход к тестированию технологий ГРП, развития компоновок заканчивания скважин для многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП). Определены потенциально эффективные агенты воздействия

для освоения ТРИЗ, составлена программа лабораторных исследований для снятия неопределенностей.

Ключевые слова

трудноизвлекаемые запасы, низкая проницаемость, гидравлический разрыв пласта

Для цитирования

Анкудинов А.А., Архипов В.Н., Стариков М.А. Особенности формирования технологических решений по разработке залежей ТРИЗ, характеризующихся сверхнизкой проницаемостью и наличием аномально высокого пластового давления // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 70–74. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-70-74

Поступила в редакцию: 21.11.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original paper

Aspects of technological solutions for the development of tight reserves deposits characterized by ultra-low permeability and the presence of abnormally high reservoir pressure

Ankudinov A.A., Arkhipov V.N., Starikov M.A.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
mastarikov@tnnc.rosneft.ru

Abstract

Tight reserves are characterized by unfavorable conditions for recovery from the position of oil properties or conditions of occurrence (concentrated in deposits of low-permeable reservoirs). At the moment, production is carried out mainly from traditional reservoirs, but as a rule, it is complex reserves that provide the main increase in the resource base of oil companies. The development of tight reserves requires the use of new technologies and significant capital investments. Deposits of unconventional reservoirs are characterized by high variability of geological feature and formation reservoir properties depending on the region, which dictates the need to develop an individual approach to their development. The authors of the article, using the example of oil field located in the Arctic zone of Russian Federation, consider an approach to the development of technological solutions for the development of a tight reserves characterized by low permeability, high heterogeneity and the presence of abnormally high reservoir pressure.

Materials and methods

The analysis of production experience from tight reserves is carried out, the key aspects of the development of low-permeability reservoirs are identified. An approach to testing formation hydraulic fracturing technologies, the development of well completion for multistage formation hydraulic fracturing is given. Potentially effective agents for

the development of tight reserves are identified, a program of laboratory studies is created to remove uncertainties.

Keywords

tight reserves, low permeability, formation hydraulic fracturing

For citation

Ankudinov A.A., Arkhipov V.N., Starikov M.A. Aspects of technological solutions for the development of tight reserves deposits characterized by ultra-low permeability and the presence of abnormally high reservoir pressure. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 70–74. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-70-74

Received: 21.11.2022

Введение

В настоящее время компания ПАО «НК «Роснефть» активно реализует комплексную стратегию в области геолого-разведочных работ в Арктической зоне Российской Федерации. Потенциал по добыче углеводорода (УВ) месторождений на стадии геолого-разведочных работ (ГРП) преимущественно связан с разведанными запасами, которые относятся к категории трудноизвлекаемых. Рассматриваемое месторождение несмотря на значительные запасы не вводилось в разработку из-за отсутствия рентабельных способов добычи.

Основным объектом разработки являются клиноформные отложения нижнехетской свиты, являющиеся аналогом ачимовской свиты. Коллектор представлен чередованием глинистых и песчано-алевритовых пачек. Линзы продуктивного пласта формировались преимущественно благодаря наличию компенсационной впадины — мини-бассейна седиментации, а также

наличию многочисленных подводных каналов, все это привело к тому, что отдельные конусы выноса перекрывались между собой, формируя сложнопостроенное песчаное тело, вытянутое на значительное расстояние, с юго-запада на северо-восток, повторяя границы мини-бассейна седиментации. К основным особенностям объекта относятся: низкая проницаемость (0,1–10 мД, в среднем 0,98 мД), обширный этаж нефтеносности (до 100 м), высокая зональная неоднородность и значительная расчлененность (8–30). Таким образом, объект характеризуется сложным геологическим строением и крайне низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), что определяет низкую технологическую эффективность применения традиционных методов освоения скважин и добычи.

Одной из главных характерных особенностей коллекторов нижнехетской свиты в рассматриваемом районе является наличие аномально высокого пластового давления

(АВПД) с коэффициентом аномальности 1,6. Основными механизмами образования таких зон в условиях описываемого месторождения могут служить уплотнение глинистых пород, процессы осмоса и геотермические условия недр. Наличие АВПД оказывает как позитивное, так и негативное влияние на подход к разработке. Превышение пластового давления над гидростатическим увеличивает стартовые дебиты добывающих скважин, время естественной эксплуатации без применения вторичных методов, в то же время является осложняющим фактором при бурении и освоении скважин. Возникает необходимость подбора оптимальной конструкции скважин, технологии бурения и цементирования для исключения возможных аварий и осложнений, что ведет к увеличению стоимости. Проведение гидравлического разрыва пласта также осложнено в условиях АВПД, что связано с высокими давлениями закачки.

Помимо сложного геологического строения, отягощающим фактором для начала

Табл. 1. Обзор месторождений аналогов

Tab. 1. Overview of field analogues

Параметр	Рассматриваемое	Viewfield Bakken	Perbina Cardium	Shaunavon	Западная Сибирь	Приобское месторождение
Абсолютная глубина, м	3 560	1 500–1 650	1 200–2 800	1 359	2 700–3 000	2 568
Общая мощность, м	184	44	–	6–20	5–50	40
Эффективная мощность, м	до 100	9	5–8	2–6	2–16	19
Кпр, мД	0,98	1	0,1–5	0,01–0,6	0,3–3	0,01–10
Кпесч, д. ед	0,125	0,19	–	0,30	0,08–0,8	0,15
Кнн, д. ед	0,68	0,49	0,89	0,54	0,33–0,7	0,66
Плотность н, г/см ³	0,83	0,81	0,83	0,92	–	0,87
Газосодержание, м ³ /м ³	46	144	77	71	–	75
Вязкость н, сП	1,4	0,3	1,4	0,8	0,4–1,1	1,5
Среднее расстояние между скважинами, м	–	200	400	100–200	500	250
Средняя длина ГС, м	–	1 600	1 000	1 500	500–1 000	500–1 000
Количество стадий ГРП	–	8–16	10	15–20	5	5
Механизм добычи	–	заводнение	ОПР заводнение	ОПР заводнение	заводнение	заводнение
Тип скважин	–	горизонтальная	горизонтальная	горизонтальная	вертикальная/горизонтальная	вертикальная/горизонтальная
Метод заканчивания	–	ГРП	ГРП	ГРП	ГРП	ГРП

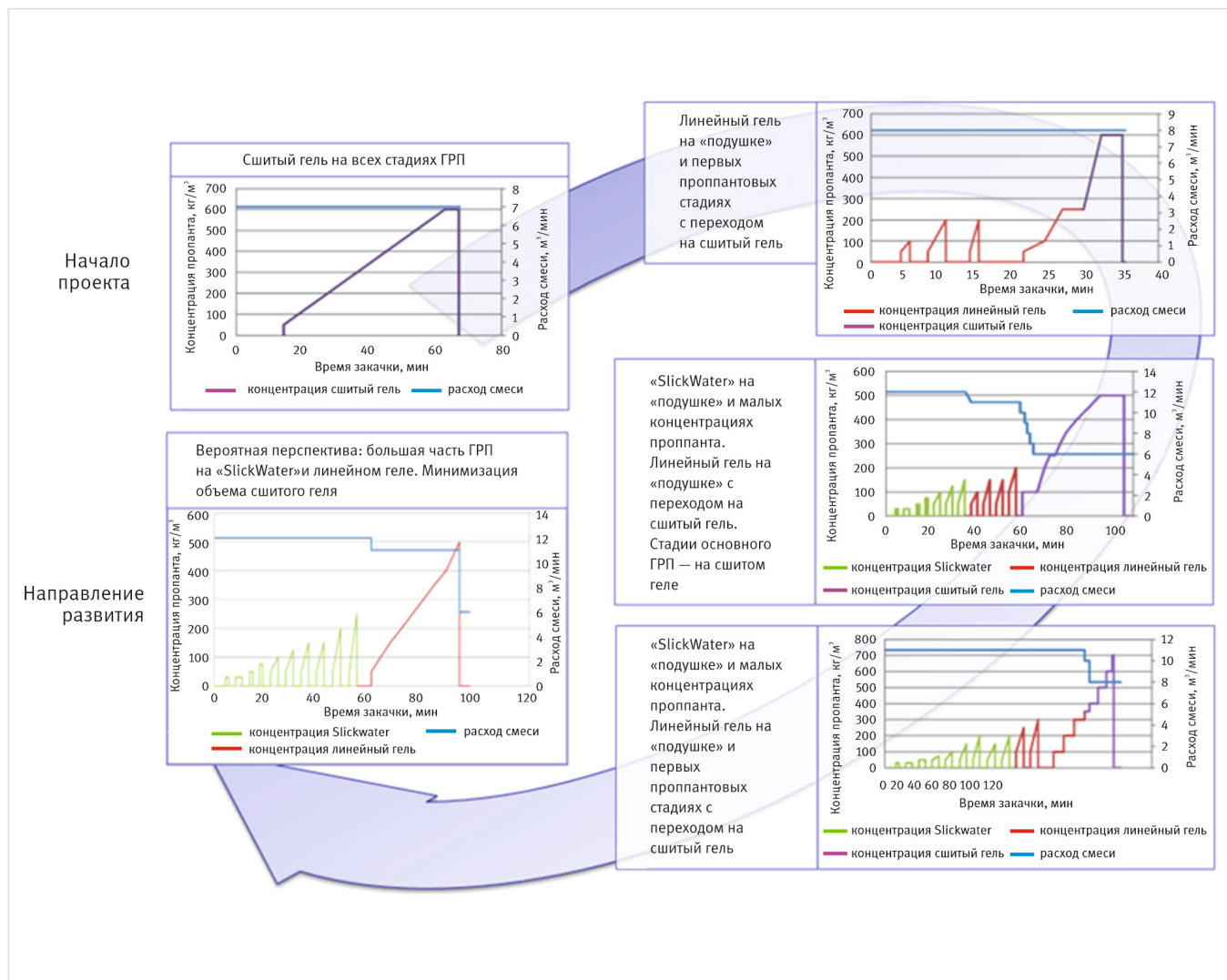


Рис. 1. Стратегия реализации ГРП на участках ОПР
Fig. 1. Strategy for the implementation of formation hydraulic fracturing at the pilot sites

разработки является суровый климат регионов Крайнего Севера, сложный природный рельеф, удаленность от инфраструктурных объектов и транспортных артерий. Ближайшее эксплуатируемое месторождение с развитой инфраструктурой расположено на удалении 160 км. Доставка груза осуществляется в период речной навигации по полноводной реке до порта и далее на объекты строительства и эксплуатации по зимникам.

До ввода в эксплуатацию магистрального трубопровода необходимо предусмотреть варианты утилизации продукции на период опытно-промышленных работ. В основе одного из перспективных вариантов эвакуации нефти рассматривается несколько опций, в т.ч. предполагается организация временного подземного хранилища нефти (ВПХН) в вышележащих пластах.

Технологии разработки залежей ТРИЗ

Анализ опыта разработки месторождений-аналогов позволяет определить основной пул используемых актуальных технологических решений. Подбор месторождений-аналогов осуществлялся на основе базовых параметров пласта: ФЕС, свойств пластовых флюидов, геологического возраста и условий осадконакопления. Важно отметить, что ключевой характеристикой в условиях рассматриваемого месторождения является

ультранизкая проницаемость. По каждому соответствующему критериям месторождению произведен анализ используемой сетки скважин, методов заканчивания и механизма добычи.

В силу того, что в Российской Федерации акцент с разработки традиционных коллекторов на ТРИЗ начал смещаться сравнительно недавно, накопленного опыта оказывается недостаточно. Еще в 2010 г. доля ТРИЗ в общей добыче составляла всего лишь порядка 8%, на 2019 г. этот показатель вырос до 20 % [1]. В пределах Российской Федерации разработка высоконеоднородных низкопроницаемых коллекторов сосредоточена в Западной Сибири. Месторождения характеризуются низкими толщинами, разработка ведется преимущественно транзитным, возвратным фондом скважин, бурением боковых стволов для повышения рентабельности разработки. Наиболее представительным разрабатываемым аналогом в ПАО «НК «Роснефть» является Приобское месторождение. Пласт АС₁₁ характеризуется схожим клиноформным строением, низкой проницаемостью и высокой неоднородностью.

В то же время в Северной Америке с начала 2000-х годов ведется активная разработка трудноизвлекаемых запасов, пробурены десятки тысяч скважин, ведется совершенствование технологий. Месторождения США

относятся к сланцам, имеют отличные условия образования, проницаемость матрицы сланцев в несколько раз ниже рассматриваемого коллектора, поэтому они не могут считаться аналогами.

Более подходящими с точки зрения геолого-физической характеристики являются месторождения Канады. Пик добычи последних лет связан с активной разработкой низкопроницаемых коллекторов с легкой нефтью горизонтальными скважинами с МГРП. На данный момент пробурено более 29 тысяч скважин, накоплен значительный опыт по разработке, закачиванию, технологиям ГРП, данные открыты и доступны для анализа [2]. Анализ проведен по ближайшим аналогам Bakken View, Pembina, Shaunavon, которые характеризуются ультранизкой проницаемостью и схожими свойствами пластовых флюидов (табл. 1). Месторождения являются крупнейшими в Канаде, с длительной историей разработки, таким образом, имеется возможность отследить эволюцию применяемых технологий и определить перспективные направления.

Резюмируя анализ опыта аналогов, можно выделить несколько ключевых аспектов подхода к разработке неоднородных и низкопроницаемых коллекторов:

- смещение акцента с разработки вертикальными скважинами на использование

- рядных систем с увеличением плотности сетки, межрядное расстояние 200–400 м;
- выбор в качестве базовой технологии разработки бурение протяженных горизонтальных скважин с МГРП. Длина горизонтального ствола 500–1 600 м с 5–20 стадиями МГРП, на сегодняшний день прослеживается тенденция к увеличению длины ГС до 2 400–3 200 м с сохранением плотности размещения портов ГРП;
- разработка на истощении более эффективна с использованием ГС с поперечными трещинами ГРП по сравнению с продольными;
- целесообразность применения системы поддержания пластового давления (ППД) решается на этапе ОПР. Эффект от ППД прослеживается при проницаемости более 1 мД [2, 3] через 5–15 месяцев после начала закачки, при меньших проницаемостях явно выраженный эффект отсутствует.

В настоящее время рассматриваемое месторождение находится на стадии геолого-разведочных работ, собственными данными для проектирования разработки служат результаты опробований поисково-разведочных скважин. В то же время в условиях ТРИЗ с АВПД для повышения эффективности разработки и максимизации добычи необходимо движение в сторону совершенствования технологий. С этой целью планируется поэтапное тестирование и оптимизация технологий ГРП, компоновок заканчивания, агентов воздействия на этапе опытно-промышленных работ (ОПР).

Тестирование технологий ГРП

Как показывает практика разработки ультра- и низкопроницаемых коллекторов, проведение ГРП позволяет получить кратный прирост дебита жидкости и, как следствие, дебита нефти [4]. В рассматриваемых условиях проведение ГРП является не столько методом интенсификации добычи, сколько эффективной технологией разработки. Таким образом, совершенствование технологий ГРП является одной из ключевых задач ОПР, влияющих на технологическую и экономическую составляющие проекта.

По мере выполнения ОПР предполагается движение от стандартных ГРП с применением гуаровых жидкостных систем к гибридным системам и альтернативным жидкостям на основе полиакриламида (ПАА). В случае подтверждения геомеханических свойств породы, позволяющих создавать вторичную трещиноватость, рассматривается возможность опробования подходов к ГРП с высокоскоростными закачками и использованием различных типов жидкостей.

При переходе от одной технологии ГРП к другой необходимо учитывать опыт, технические возможности и ресурсы сервисной компании по ГРП. В период реализации проекта в направлении ГРП могут появиться новые технологии и решения, которые будут рассмотрены к внедрению. Концептуальная схема развития подхода к планированию ГРП представлена на рисунке 1.

Текущие решения и потенциальное развитие компоновок заканчивания для МГРП

В качестве компоновки заканчивания для МГРП на первоочередных участках ОПР выбрана нецементируемая компоновка хвостовика с муфтами ГРП, активируемых

растворимыми шарами, с возможностью закрытия/открытия после разбухания посадочных седел. Данная компоновка широко применяется на месторождениях ПАО «НК «Роснефть» (более 70 % скважин с МГРП), наработан большой опыт, максимально проработаны конструкция и технология работы с ней, имеется значительный пул поставщиков оборудования как зарубежных, так и отечественных. Все это позволяет максимально снизить риски на первоначальном этапе ОПР и сосредоточиться на выполнении работ по ГРП и оценке эффективности эксплуатации скважин с МГРП.

Будущее развитие компоновок заканчивания будет зависеть от полученного опыта, понимания эффективности технологий ГРП, длин горизонтальных стволов, дополнительных задач и требований к компоновкам заканчивания. На текущий момент потенциально перспективным решением для условий проекта является технология равнопроходных муфт ГРП, активируемых сбрасываемыми с поверхности пробками (дартами) как растворимыми, так и не растворимыми и технология Plug&Perf на кабеле [5], которые позволяют снять ограничения по количеству стадий ГРП.

Особый интерес для проекта представляет технология Zipper Frac [6]. ГРП по методу Zipper Frac одновременно выполняется на нескольких скважинах, горизонтальные стволы которых пробурены на небольшом расстоянии друг от друга с одной кустовой площадки, при этом соблюдается специальная последовательность стимуляции: между первым и вторым интервалами ГРП размещается третий интервал в соседней скважине. Смена последовательности гидроразрыва изменяет напряжение в области между портами ГРП и активирует дополнительные трещины. Хотя изначально метод Zipper Frac разрабатывался для повышения операционной эффективности, он обеспечивает и значительные преимущества для добычи — повышение извлекаемых запасов и продуктивности скважин.

Тестирование вытесняющих агентов

Анализируя опыт разработки месторождений аналогов, заводнение является эффективным в среднем при проницаемости более 1 мД. На эффективность ППД оказывает влияние и множество других факторов, таких как расчлененность коллектора, фазовая проницаемость по воде, текущее пластовое давление, технологические ограничения, степень водоподготовки. По результатам анализа керна песчаник нижнехетской свиты находится в диапазоне проницаемости 0,1–10 мД, в среднем 0,98 мД. Таким образом, опираясь на опыт разработки месторождений-аналогов, заводнение может быть малоэффективным в зонах ухудшенных ФЕС и требует доизучения на этапе ОПР.

При наличии зон с ухудшенными ФЕС эффективность заводнения может снижаться. Помимо закачки воды, на участках ОПР рассматривается возможность закачки углеводородного и углекислого газа, комбинации из оторочек газа и воды. Высокое пластовое давление, предположительно, будет обеспечивать смешивающийся режим вытеснения для всех видов газов. При этом необходимо уточнить прогноз пластового давления на момент предполагаемой реализации закачки газа и оценить прогнозируемый режим вытеснения в этих условиях.

По данным мирового опыта, в случае смешивающегося вытеснения при

закачке жирного газа, прирост КИН составляет до 8–12 %, в случае закачки CO₂ — до 10–15 % [7–9]. Для частичного снятия неопределенностей планируется провести серию лабораторных экспериментов (VIT-тест; определение МДС на длинных трубках; определение Квит для воды, газа и ВГВ; определение ОФП в системе нефть-вода и нефть-газ). Полученные данные планируется использовать для уточнения эффективности газовых МУН в условиях рассматриваемого месторождения с помощью композиционного гидродинамического моделирования.

Итоги

Анализ опыта разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами показывает необходимость бурения протяженных горизонтальных скважин с МГРП по плотной сетке скважин. Применение заводнения позволяет получить прирост КИН, однако в нижнем диапазоне проницаемости явно выраженный эффект в аналогичных пластах отсутствует. Дополнительно рассматривается применение газовых агентов воздействия. В настоящее время ведется формирование программы исследований, выполнена предварительная оценка эффективности газовых МУН. Сложное строение залежей ТРИЗ, высокая неоднородность свойств, уникальные геолого-физические свойства, различная оснащенность инфраструктурой в зависимости от региона диктуют необходимость выработки индивидуального подхода к освоению сложных запасов с точки зрения конструкции скважин, технологий ГРП и применяемых агентов воздействия. С целью минимизации геологических рисков и неопределенностей, повышения эффективности проектных решений при подготовке актива к промышленной эксплуатации предусмотрено поэтапное выполнение опытных работ по отработке технологий освоения скважин (тестирование ГРП, МГРП), определению коэффициента продуктивности, темпов падения и оценки эффективности агентов вытеснения.

Выводы

Результаты исследования могут быть использованы при формировании технологических решений по разработке залежей ТРИЗ. По результатам исследования определен набор используемых актуальных технологий, применяемых при разработке залежей ТРИЗ, сформирован подход к отработке технологий ГРП и развития компоновок заканчивания, определены потенциально эффективные агенты воздействия.

Литература

1. Клубков С.В., Мосоян М.М. Не вся нефть «черное золото» // Национальный отраслевой журнал. 2020. № 21. С. 35–41.
2. Карпов В.Б., Паршин Н.В., Слепцов Д.И., Моисеенко А.А., Рязанов А.А. и др. Повышение эффективности разработки крупного месторождения ТРИЗ в Западной Сибири на основе опыта Канадских месторождений-аналогов // SPE182572-RU. 2016.
3. Ситников А.Н., Пустовских А.А., Белоногов Е.В., Самолов Д.А. Определение оптимального режима разработки низкопроницаемых пластов при проведении многостадийного гидроразрыва // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 56–59.
4. Economides M.J., Marongiu-Porcu M., Yang M., Martin A.N. Fracturing horizontal

- transverse, horizontal longitudinal and vertical wells: criteria for decision. Canadian Unconventional Resources and international petroleum conference, October 19–21, 2010, SPE-137328-MS. (In Eng).
5. Ганиев Б., Лутфуллин А., Мухлиев И., Хусаинов Р., Гарифуллин А., Постнов Т., Постнов А. Создание новых технологий МГРП для внедрения в горизонтальные скважины на нефтяных месторождениях Республики Татарстан. Российская нефтегазовая технологическая конференция SPE. Москва, Россия, октябрь 2019. SPE-196968-MS.
 6. Rafiee M., Soliman M.Y., Pirayesh E. Hydraulic fracturing design and optimization: a modification to zipper frac. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 8–10, 2012, SPE-159786-MS. (In Eng).
 7. Kulkarni M.M., Rao D.N. Experimental investigation of miscible secondary gas injection. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 9–12, 2005, SPE-95975-MS. (In Eng).
 8. Hoier L., Cheng N., Whitson Rao C.H. Miscible gas injection in undersaturated gas-oil systems. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2004, September 26–29, SPE-90379-MS. (In Eng).
 9. Sohrabi M., Danesh A., Tehrani D.H. Oil recovery by near-miscible SWAG injection. SPE Europe/EAGE Annual Conference, June 13–16, 2005 SPE-94073-MS. (In Eng).

ENGLISH

Results

An analysis of the experience of developing fields with tight reserves shows the need to drill extended horizontal wells with multistage hydraulic fracturing with close well spacing pattern. The use of water flood makes it possible to obtain an increase in oil recovery factor, however, in the lower range of permeability, there is no significant effect in similar formations. Additionally, the use of gas agents of increasing oil recovery is considered. Currently, a research program is being formed, a preliminary evaluation of the effectiveness has been carried out. The complex structure of tight reserves deposits, high heterogeneity of properties, unique geological and physical properties, different infrastructure equipment depending on the region dictate the need to develop an individual approach to the development of complex reserves from the point of view of well design, formation hydraulic fracturing technologies and applied agents

for oil recovery. In order to minimize geological risks and uncertainties, increase the efficiency of technological solutions, preparing an asset for commercial operation, it is planned to carry out pilot works on testing well development technologies (formation hydraulic fracturing, multistage formation hydraulic fracturing), determining productivity index, decline rate and evaluating the effectiveness of displacement agents.

Conclusions

The results of the study can be used in the formation of technological solutions for the development of tight reserves deposits. Based on the results of the study, a complete set of current technologies used in the development of tight reserves deposits was determined, an approach to the development of hydraulic fracturing technology and completion technologies was formed, potentially effective agents were identified.

References

1. Klubkov S.V., Mosoyan M.M. Not all oil is "black gold". National Industry Journal, 2020, issue 21, P. 35–41. (In Russ).
2. Karpov V.B., Parshin N.V., Sleptsov D.I., Moiseenko A.A., Ryazanov A.A., etc. Improving the efficiency of the development of a large HTR field in Western Siberia based on the experience of Canadian analog deposits, SPE182572-RU, 2016. (In Russ).
3. Sitnikov A.N., Pustovskikh A.A., Belonogov E.V., Samolovov D.A., Kubochkin N.S. Methodology for determination of low-permeability reservoirs optimal development by wells with multi-stage fracturing. Oil industry, 2016, issue 12, P. 56–59. (In Russ).
4. Economidies M.J., Marongiu-Porcu M., Yang M., Martin A.N. Fracturing horizontal transverse, horizontal longitudinal and vertical wells: criteria for decision. Canadian unconventional resources and international petroleum conference, October 19–21, 2010, SPE-137328-MS. (In Eng).
5. Ganiev B., Lutfullin A., Muhliev I., Husainov R., Garifullin A., Postnov T., Postnov A. Creation of new multistage frac technologies for implementation in horizontal wells in oil fields of the Republic of Tatarstan. SPE Russian Petroleum Technology Conference October 22–24 2019, Moscow, SPE-196968-MS. (In Russ).
6. Rafiee M., Soliman M.Y., Pirayesh E. Hydraulic fracturing design and optimization: a modification to zipper frac. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 8–10, 2012, SPE-159786-MS. (In Eng).
7. Kulkarni M.M., Rao D.N. Experimental investigation of miscible secondary gas injection. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 9–12, 2005, SPE-95975-MS. (In Eng).
8. Hoier L., Cheng N., Whitson Rao C.H. Miscible gas injection in undersaturated gas-oil systems. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2004, September 26–29, SPE-90379-MS. (In Eng).
9. Sohrabi M., Danesh A., Tehrani D.H. Oil recovery by near-miscible SWAG injection. SPE Europe/EAGE Annual Conference, June 13–16, 2005 SPE-94073-MS. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Анкудинов Александр Анатольевич, начальник отдела геологии и сопровождения разработки северного нефтяного кластера, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Архипов Виталий Николаевич, главный менеджер отдела геологии и сопровождения разработки северного нефтяного кластера, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Стариков Максим Александрович, главный специалист группы сопровождения проектных работ отдела геологии и сопровождения разработки северного нефтяного кластера, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: mastarikov@tnnc.rosneft.ru

Ankudinov Alexander Anatolyevich, head of the department of department of geology and development support of the Northern oil cluster, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Arkhipov Vitaly Nikolaevich, general manager of the department of geology and development support of the Northern oil cluster, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Starikov Maxim Alexandrovich, senior specialist of the project work support group of the department of geology and development support of the Northern oil cluster, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: mastarikov@tnnc.rosneft.ru