

**Оценка эффективности комплексной технологии
применения парогравитационного дренирования и закачки горячей воды
на залежах сверхвязкой нефти**

А.А. Бисенова, Д.К. Шайхутдинов

Научный консультант: А.Т. Зарипов

Вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья, к которым относится сверхвязкая нефть (СВН), является актуальной задачей в условиях истощения запасов традиционной нефти каменноугольных и девонских отложений Республики Татарстан. Малая подвижность подобной нефти обусловлена ее высокой вязкостью в пластовых условиях, поэтому одной из самых распространенных и эффективных технологий, применяемых для добычи СВН, является воздействие на пласт теплоносителем, в основном горячей водой либо паром. Основное применение на залежах СВН пермских отложений Республики Татарстан получила технология парогравитационного дренирования [1].

В качестве полигона для исследования возможности повышения эффективности технологии парогравитационного дренирования за счет использования вертикальных скважин были выделены залежи СВН Больше-Каменского и Северо-Кармалинского поднятий. В соответствии с технологией парогравитационного дренирования с целью прогрева межскважинного пространства пласта на начальном этапе производилась закачка пара в пару горизонтальных скважин, расположенных одна над другой, а после термокапиллярной пропитки скважины переводились на непрерывный режим эксплуатации путем закачки пара в верхнюю нагнетательную и отбора из нижней добывающей скважины [2]. По мере формирования и роста паровой камеры дальнейшая эксплуатация может сопровождаться прорывом пара в добывающую скважину, ростом температуры на забое добывающих скважин и срывом подачи насосных установок.

Для выработки дальнейших вариантов эксплуатации скважин по технологии парогравитационного дренирования проведено моделирование различных технологий разработки участков залежи СВН. Исследования проводились с точки зрения расположения вертикальных скважин, режимов эксплуатации и температуры призабойной зоны добывающих скважин [3].

Установлено, что для учета срыва подачи насосов от высокой температуры при моделировании необходимо закладывать алгоритм, при котором добыча жидкости скважин при росте температуры на забое скважин от 90 до 120 °С снижается вплоть до полной остановки.

Сопоставление прогнозной динамики добычи нефти на залежи СВН Северо-Кармалинского поднятия с учетом снижения подачи насосов и без учета представлено на рис. 1.

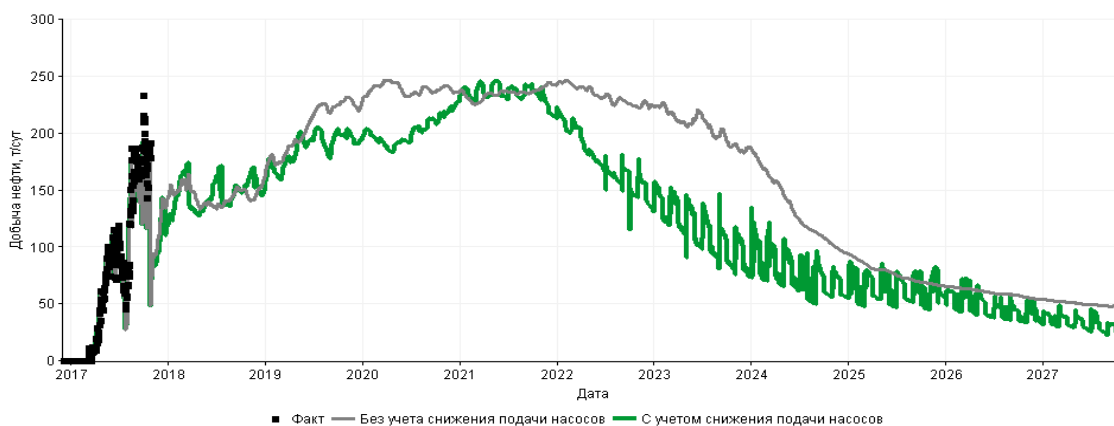


Рис. 1 – Сопоставление прогнозной добычи нефти Северо-Кармалинского поднятия с учетом и без учета срыва подачи насосов при высокой температуре

Как видно из рис. 1, через 4,5 года после начала эксплуатации в результате повышения температуры наблюдается постепенное снижение эффективности работы горизонтальных скважин и падение добычи нефти. Представленное ниже исследование направлено на снижение негативного влияния высокой температуры на приеме насосов добывающих скважин и увеличение потенциального дебита скважин по нефти.

На рис. 2 представлен пример остановки скважины из-за увеличения температуры на приеме насоса и срыва подачи на залежи СВН Северо-Кармалинского поднятия.

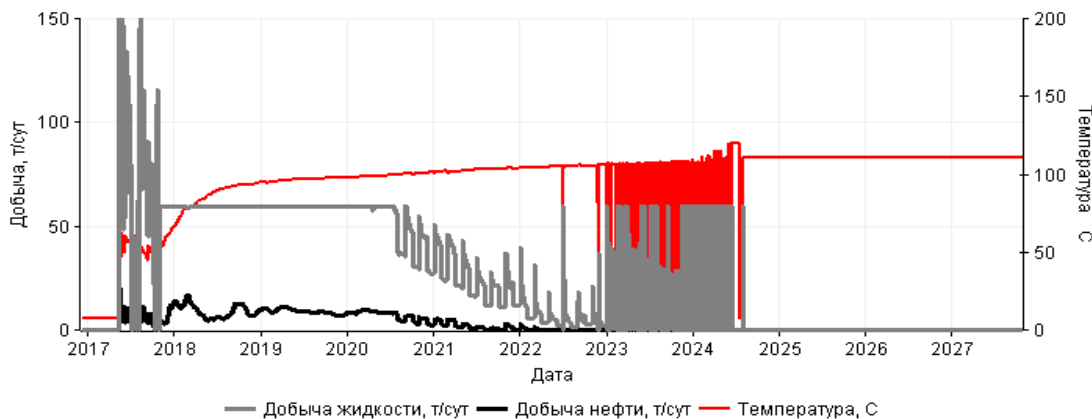


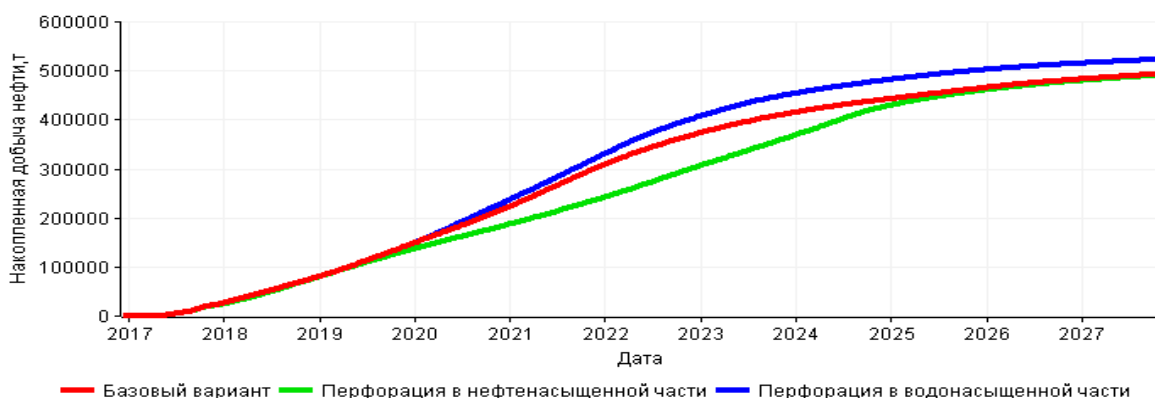
Рис. 2 – Пример падения дебита жидкости из-за повышения температуры на приеме насоса

Одним из вариантов совершенствования технологии парогравитационного дренирования является закачка горячей воды в ограниченном объеме в пласт для снижения негативного влияния повышенной температуры на работу насосных установок.

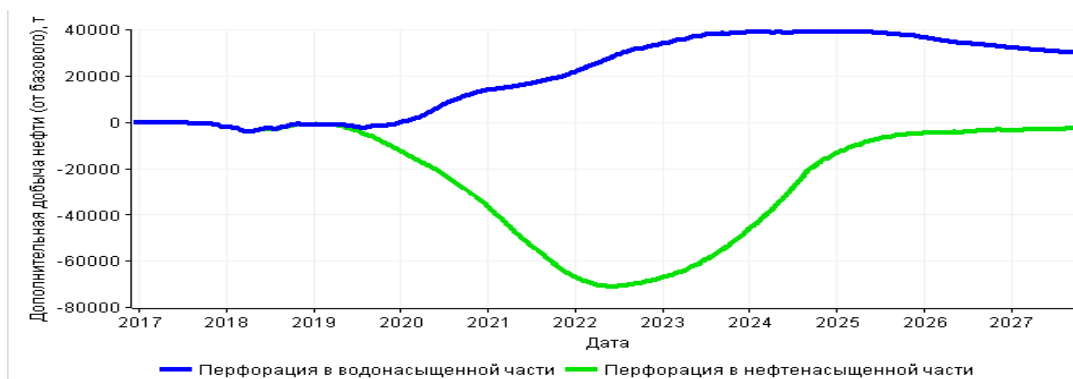
Определяющим фактором эффективности рассматриваемого мероприятия является определение оптимального интервала перфорации вертикальных скважин [4]. Рассматривалось два варианта расположения интервала перфорации относительно абсолютной отметки горизонтального ствола близкорасположенных добывающих горизонтальных скважин:

- перфорация выше на 0,5 м вплоть до кровли продуктивного пласта (в нефтенасыщенной части);
- перфорация ниже на 0,5 м до подошвы продуктивного пласта (в водонасыщенной части).

Сравнение динамики накопленной добычи нефти по вариантам представлено на рис. 3.



а) накопленная добыча нефти

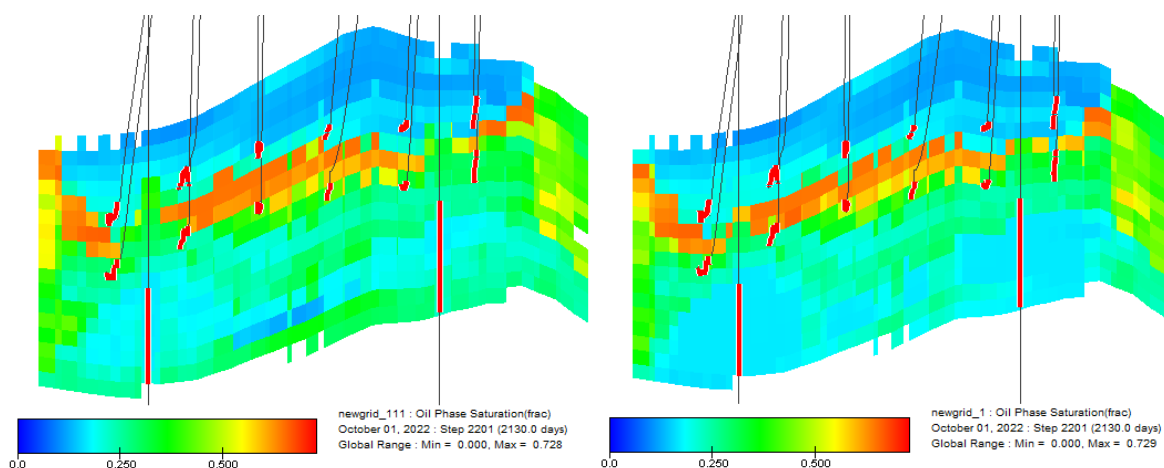


б) дополнительная добыча нефти по сравнению с базовым вариантом

Рис. 3 – Сопоставление эффективности добычи нефти в зависимости от интервала перфорации в вертикальных скважинах Северо-Кармалинского поднятия

При анализе динамики добычи нефти рассмотренных вариантов выявлено, что наиболее эффективным вариантом является перфорация скважин ниже уровня горизонтальных добывающих скважин (перфорация в водонасыщенной части пласта). При этом накопленная добыча превышает добычу по базовому варианту, что связано с вытеснением разогретой нефти, оттесняемой паровой камерой в нижнюю часть пласта по мере расширения, к забою добывающей горизонтальной скважины.

Анализ результатов расчетов с закачкой горячей воды в вертикальные скважины показал риск образования языков обводнения и охлаждения участков залежи. В соответствии с проведенным анализом оценены варианты закачки горячей воды без ограничения и с ограничением давления нагнетания в вертикальных скважинах (рис. 4).



а) без ограничения давления нагнетания б) с ограничением давления нагнетания

Рис. 4 – Распределение нефтенасыщенности в пласте в 2022 г.

По результатам многовариантных расчетов выявлено, что максимальные дебиты могут быть достигнуты при ограничении давления нагнетания на уровне не выше начального пластового. Дополнительная добыча нефти на Северо-Кармалинском поднятии при ограничении давления нагнетания составляет 34 тыс. т по сравнению с вариантом без ограничения. В случае невыполнения условия нагнетания наблюдается прорыв закачиваемой воды в близлежащие скважины и существенное снижение добычи нефти в них на фоне не столь значительного увеличения добычи нефти в отдаленных скважинах [5]. В процессе дальнейших исследований проведена оптимизация расположения вертикальных скважин в плане для повышения эффективности разработки. Для выбора оптимального расположения вертикальных скважин сопоставлены и

проанализированы различные варианты их размещения. Вариант с наибольшим эффектом от закачки горячей воды в вертикальные скважины для залежи СВН Северо-Кармалинского поднятия представлен ниже.

В данном варианте предусматривается бурение двух вертикальных скважин 5К, 6К, расположенных между горизонтальными скважинами 20212, 20214 (ближе к пятке) и 20208, 20210 (ближе к носку) соответственно (рис. 5).

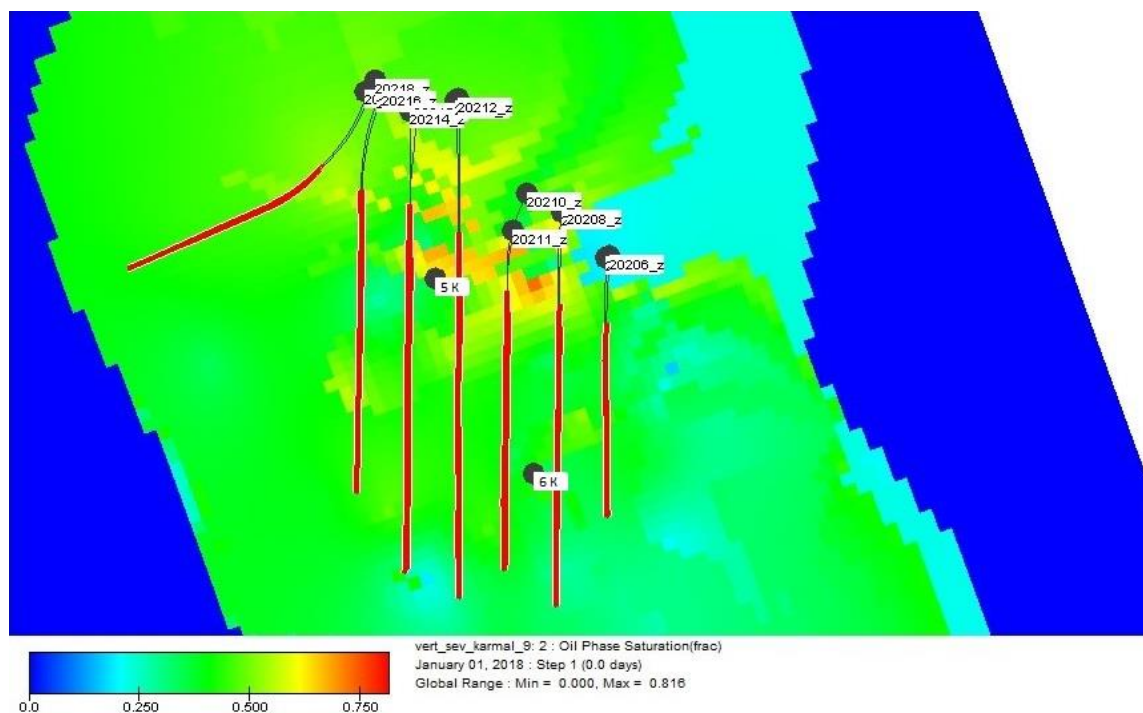


Рис. 5 – Расположение вертикальных скважин

Закачка горячей воды в вертикальную скважину 6К позволяет поддерживать оптимальную температуру в призабойной зоне горизонтальной скважины 20210. В целом бурение двух вертикальных скважин позволило увеличить накопленную добычу нефти на 38,7 тыс. т по сравнению с базовым вариантом.

На залежи СВН Больше-Каменского поднятия рассматривались следующие варианты закачки горячей воды:

- закачка только в горизонтальные скважины;
- закачка в горизонтальные вместе с вертикальными скважинами.

Внедрение закачки горячей воды в горизонтальные скважины восточного купола залежи СВН Больше-Каменского поднятия показало отрицательный эффект, в связи с чем на текущий момент рекомендуется сохранение системы разработки данного участка.

Далее результаты приводятся для центрального и западного куполов залежи Больше-Каменского поднятия.

Выявлено, что внедрение закачки горячей воды в горизонтальные скважины по Больше-Каменской залежи позволит увеличить добычу нефти по сравнению с базовым вариантом за 10 лет разработки на 7 % (97 тыс. т) при увеличении добычи жидкости на 13 % и закачки пара на 4 %. Максимальный эффект наблюдается в 2022 г. В варианте закачки горячей воды в вертикальные и горизонтальные скважины добыча нефти по сравнению с базовым вариантом за 10 лет разработки возрастает на 15 % при увеличении добычи жидкости на 26 % и увеличении закачки пара на 8 %. Максимальный эффект наблюдается в 2019 г. Для проведения опытно-промышленных работ по рекомендуемому варианту на западном куполе предложено бурение двух дополнительных вертикальных скважин и перевод горизонтальных скважин 1191к, 1192к, 14059 под закачку горячей воды; на центральном куполе предлагается бурение трех дополнительных вертикальных скважин и перевод скважин 1193к, 1194к, 14015 (ГС), 14032 (ГС) под закачку горячей воды.

Зависимость дополнительной добычи нефти от закачки горячей воды по залежи СВН Северо-Кармалинского поднятия с вариантом закачки горячей воды в вертикальные скважины, по залежи Больше-Каменского поднятия – закачки горячей воды в горизонтальные скважины и закачки в горизонтальные и вертикальные скважины представлена на рис. 6.

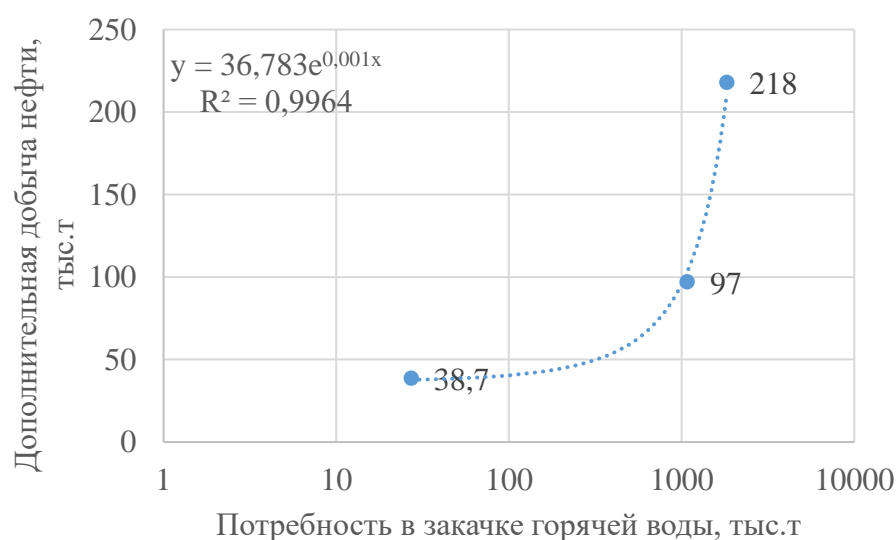


Рис. 6 – Сопоставление дополнительной добычи нефти, закачки горячей воды

Для оценки целесообразности внедрения закачки горячей воды в скважины рассчитана экономическая эффективность. В табл. 1 представлены результаты расчета экономической эффективности на примере Больше-Каменского поднятия для двух вариантов: при закачке в горизонтальные скважины и при закачке в горизонтальные вместе с вертикальными скважинами.

Таблица 1 – Результаты расчета экономической эффективности

Показатели	Значение	
	1 вариант	2 вариант
Расчетный период, лет	10	10
Дополнительный объем добычи нефти, тыс. т	107	331
Дополнительный объем закачки пара, тыс. т	213	606
Дополнительный объем закачки горячей воды, тыс. т	862	2331
Чистый доход дисконтированный (ЧДД), млн руб.	858	2443
Срок окупаемости, лет	1	1

Заключение

В процессе исследования проведены многовариантные расчеты по совершенствованию технологии парогравитационного дренирования путем закачки горячей воды в вертикальные и горизонтальные скважины. Установлено, что мероприятия могут привести как к положительным, так и отрицательным результатам в зависимости от установленных режимов закачки горячей воды, а также от заканчивания вертикальных скважин. Благодаря закачке горячей воды в скважины можно снизить чрезмерное повышение призабойной температуры в добывающей скважине и объем закачиваемого теплоносителя (пара), что приводит к повышению эффективности разработки. При этом для каждой залежи необходим индивидуальный подбор режима закачки и расположения вертикальных скважин. Наибольший эффект от закачки горячей воды в вертикальные скважины достигается на этапе объединения паровых камер в пласте, когда отмечается быстрый рост температуры в призабойной зоне добывающих парных горизонтальных скважин. Закачка горячей воды позволяет снизить температуру и исключить срыв подачи насоса при эксплуатации скважины. Для достижения максимальной эффективности при реализации данного мероприятия рекомендуется:

- Для учета срыва подачи насосов от высокой температуры при моделировании использовать алгоритм, при котором добыча жидкости скважин снижается вплоть до

полной остановки при повышении температуры на забое скважин от 90 до 120°C. Проведенные расчеты показали необходимость снижения вредного влияния высокой температуры на приеме насосов рассмотренных залежей после 8 года разработки.

- Выявлено, что наиболее оптимальным является интервал перфорации вертикальных скважин на 0,5 м ниже уровня добывающих скважин до подошвы продуктивного пласта (в водонасыщенной части). В случае перфорации во всем интервале продуктивного пласта наблюдается «остужение» паровой камеры и прорыв закачиваемой воды к забою добывающих скважин;

- Исследование вариантов закачки горячей воды с различным давлением нагнетания в вертикальных скважинах показало, что максимальные дебиты могут быть достигнуты при ограничении давления нагнетания на уровне не выше начального пластового.

- В процессе исследований выявлено влияние расположения вертикальных скважин в плане на эффективность добычи нефти.

Список литературы

1. Бисенова А.А., Зарипов А.Т., Шайхутдинов Д.К. Влияние процесса освоения горизонтальных скважин на эффективность технологии парогравитационного дренирования залежей сверхвязкой нефти Республики Татарстан [Электронный ресурс] // Нефтяная провинция : электрон. науч. журнал. – 2017. – № 2. – С. 109-120. – Режим доступа: http://docs.wixstatic.com/ugd/2e67f9_c2018dc8b5d44577999c5630c0901711.pdf. – Загл. с экрана.

2. Повышение эффективности использования горизонтальных скважин при разработке месторождений сверхвязкой нефти на основе моделирования / А.Т. Зарипов, Д.К. Шайхутдинов, Р.И. Хафизов, А.А. Сюрин, А.А. Бисенова // Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений : материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. основателю горизонт. бурения - А.М. Григоряну, Казань, 6-7 сент. 2017 г. – Казань : Слово, 2017. – С. 66-70.

3. Анализ текущего состояния и совершенствование условий работы скважин залежей сверхвязкой нефти с использованием теплового гидродинамического моделирования / А.Т. Зарипов, Д.К. Шайхутдинов, Р.И. Хафизов, А.А. Бисенова, А.А. Соколов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – Набережные Челны : Экспозиция Нефть Газ, 2017. – Вып. 85. – С. 173-181.

4. Анализ эффективности технологий добычи сверхвязкой нефти для условий месторождений ПАО «Татнефть» / А.Т. Зарипов, Д.К. Шайхутдинов, Р.И. Хафизов, Я.В. Захаров // Территория «Нефтегаз». – 2016. – № 7-8. – С. 42-50.

5. Опытнo-экспериментальные работы по закачке горячей воды с ПАВ в бобриковские отложения Беркет-Ключевского месторождения / Р.Н. Хуснутдинов, Р.Г. Минхаеров, З.Ш. Галимова, М.В. Назаров, А.Т. Зарипов, Д.К. Шайхутдинов // Георесурсы. – 2017. – Т. 19, № 1. – С. 9-13.