

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ТАТАРСТАНА

В.П. Малюков, М.Э. Алибеков

Инженерный факультет
Российский университет дружбы народов
ул. Орджоникидзе, 3, Москва, Россия, 115419

В статье проанализированы инновационные технологии интенсификации добычи нефти из неоднородных пластов на месторождениях сверхвязких нефтей Татарстана с применением парогравитационного дренажа через горизонтальные скважины.

Ключевые слова: сверхвязкая нефть, горизонтальные скважины, тепловое воздействие, парогравитационный дренаж.

Основные месторождения Республики Татарстан находятся на поздней стадии разработки. По основным объектам отработано до 80% утвержденных извлекаемых запасов. Расчеты показывают, что если продолжать работать только на освоенных технологиях и технике разработки месторождений и добыче нефти, то продолжение эксплуатации месторождений может оказаться нерентабельным из-за естественного истощения запасов.

Основным резервом для стабилизации уровней добычи нефти является вовлечение в активную разработку ресурсов трудноизвлекаемых нефтей, которые составляют около 80% от всех остаточных запасов нефтей. В Татарстане выявлено более 450 месторождений и залежей сверхвязкой нефти. Среднее значение проектного коэффициента нефтеотдачи водонефтяных зон по объектам ОАО «Татнефть» составляет 0,412.

Для извлечения высоковязких нефтей применяют различные технологии (рис. 1).

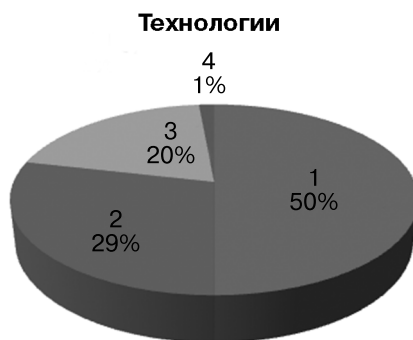


Рис. 1. Частота применения различных технологий для добычи высоковязких нефтей в РФ:
1 — применение высокотемпературных жидких теплоносителей; 2 — закачка пара;
3 — применение ПАВ; 4 — применение растворителей

Применение высокотемпературных теплоносителей для добычи высоковязкой нефти. Методы теплового воздействия на пласт наиболее эффективны для добычи высоковязких нефтей и битумов. Наилучшие теплоносители среди технически возможных — вода и пар вследствие их высокой энтальпии (теплосодержания на единицу массы). В целом, теплосодержание пара выше, чем воды, однако с повышением давления оно становится практически одинаковым. С увеличением давления нагнетания преимущества пара по сравнению с водой уменьшаются, если их оценивать только с позиций количества вводимой в пласт теплоты. Это также указывает на то, что наибольшая эффективность достигается при закачке пара в неглубокие скважины, когда требуются низкие давления. Следует иметь в виду, что теплосодержание единицы объема пара меньше, чем воды, особенно при низких давлениях. Однако приемистость нагнетательных скважин при закачке пара выше, чем при закачке воды из-за его меньшей вязкости.

Закачка пара. При закачке пара происходит отставание температурного фронта от фронта вытеснения. Однако за счет скрытой теплоты парообразования при конденсации пара прогретая зона пласта увеличивается в 3—5 раз по сравнению с закачкой горячей воды. В этом заключается одно из преимуществ использования пара в качестве теплоносителя.

Наличие пара под высоким давлением из-за отставания температурного фронта от фронта вытеснения в 8—10 раз повышает вероятность прорыва в добывающие скважины или водоносные пласты. С повышением температуры закачиваемого теплоносителя возрастает эффективность прогрева пласта, однако применение перегретого пара при давлении 2—3 МПа и температуре 400—500 °С для битумных месторождений не обеспечивает достаточного прогрева, так как при давлении 2 МПа и температуре 400 °С энтальпия составляет 2834 кДж/кг, а при давлении 1,5 МПа и температуре 200 °С — 2792 кДж/кг, т.е. значения практически равны.

Для нагрева до температуры 400 °С и поддержания давления 2 МПа требуются оборудование, которое в 2 раза дороже, и затраты энергии в 1,5 раза большие, чем при создании пара при давлении 1,5 МПа и температуре 200 °С. При неглубоком залегании продуктивных пластов при давлении закачки 2 МПа и более высок риск прорыва покрышки продуктивного пласта, выбросов нефти на поверхность Земли и в верхние водоносные горизонты.

Методы интенсификации добычи нефти из неоднородных пластов на месторождениях сверхвязких нефтей. В настоящее время запасы двух месторождений — Мордово-Кармальского и Ашальчинского — разрабатываются в опытно-промышленном режиме. Основные трудности при добыче сверхвязких нефтей (СВН) связаны с их аномально высокими вязкостями в пластовых условиях. На вязкость продукции с СВН большое влияние оказывает обводненность: чем большее количество воды присутствует в высоковязкой нефти, тем выше величина динамической вязкости водонефтяной эмульсии, образующейся в процессе добычи нефти. Наиболее резкое увеличение вязкости водонефтяной эмульсии наблюдается при содержании воды в нефти более 30%. На рис. 2 представлена зависимость динамической вязкости (измеренной при скорости сдвига $5,4 \text{ с}^{-1}$) водонефтяной эмульсии Мордово-Кармальского месторождения от содержания воды.

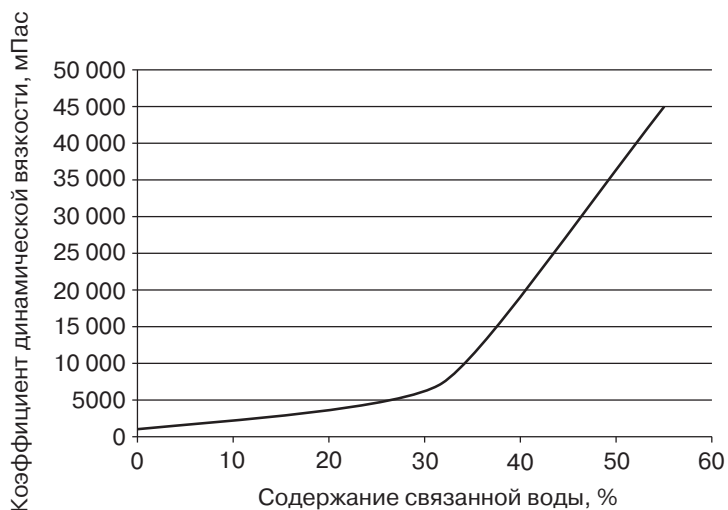


Рис. 2. Зависимость вязкости водонефтяной эмульсии Мардово-Кармальского месторождения от содержания воды

Проведены исследования и получены результаты возможности применения углеводородных растворов неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ) для снижения вязкости сверхвязких нефтей. Они легли в основу разрабатываемой технологии «холодной» добычи сверхвязких нефтей.

Анализ процесса бурения скважин и технологий термовоздействия при разработке месторождений высоковязкой нефти проводился с использованием тренажера SHELF 6000 Grill (закупленного по программе ИОП РУДН) и привлечением практических данных.

Технология парогравитационного воздействия на пласт. На эксплуатируемых горизонтальных скважинах Ашальчинского месторождения реализуется технология парогравитационного воздействия на пласт, которая требует наличия высокопроизводительной парогенераторной установки и постоянного мониторинга температурного режима скважин.

В настоящее время весьма актуальным и рациональным направлением повышения эффективности извлечения трудноизвлекаемых запасов сверхвязких нефтей является переход на принципиально новые системы разработки месторождений с применением горизонтальных скважин.

В канадских провинциях Альберта и Саскачеван известно 15 проектов по применению технологии парогравитационного воздействия (SAGD) с использованием системы горизонтальных скважин.

Одним из новейших тепловых методов является парогравитационный дренаж (SAGD) (рис. 3), который зарекомендовал себя как очень эффективный способ добычи сверхвязкой нефти.

Эта технология требует бурения двух горизонтальных скважин, расположенных параллельно одна над другой, через нефтенасыщенные толщины вблизи подошвы пласта.

Верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания пара в пласт и создания высокотемпературной паровой камеры.



Рис. 3. Схема парогравитационного дренажа (SAGD)

Процесс парогравитационного воздействия начинается со стадии предпрогрева, в течение которой (несколько недель) производится циркуляция пара в обеих скважинах. При этом за счет кондуктивного переноса тепла осуществляется разогрев зоны пласта между добывающей и нагнетательной скважинами, снижается вязкость нефти в этой зоне и тем самым обеспечивается гидродинамическая связь между скважинами.

На основной стадии добычи производится уже нагнетание пара в нагнетательную скважину. Закачиваемый пар из-за разницы плотностей пробивается к верхней части продуктивного пласта, создавая увеличивающуюся в размерах паровую камеру.

На поверхности раздела паровой камеры и холодных нефтенасыщенных толщин постоянно происходит процесс теплообмена, в результате которого пар конденсируется в воду и вместе с разогретой нефтью стекает вниз к добывающей скважине под действием силы тяжести. Рост паровой камеры вверх продолжается до тех пор, пока она не достигнет кровли пласта, а затем она начинает расширяться в стороны.

При этом нефть всегда находится в контакте с высокотемпературной паровой камерой. Таким образом, потери тепла минимальны, что делает этот способ разработки выгодным с экономической точки зрения.

Известны также варианты добычи СВН методом паротеплового воздействия в композиции с растворителями:

- циклическая закачка пара с растворителем: добавление жидкого растворителя к пару для увеличения нефтеотдачи на поздних циклах для улучшения соотношения пара и нефти: добавление 2—4%-ного растворителя (C5+) в пар;

- технология SAGD с расширяющимся растворителем: одновременная закачка бутана или пропана с паром при низких концентрациях;

- технология H-SOLB: используются нагретые растворители, но без пара; конфигурация скважин такая же, как в SAGD. В связи с тем, что пар не применяется, предполагается, что энергозатраты должны быть ниже.

На Ашальчинской залежи с освоением горизонтальной технологии добычи в парогравитационном режиме начался второй этап опытно-промышленного освоения запасов СВН. Данная технология оказалась более перспективной и совершенной. На этом объекте по состоянию на 1 января 2012 г. извлечено 179 тыс. т сверхвязкой нефти.

Составлена технологическая схема разработки залежи высоковязких нефтей ашальчинского поднятия Ашальчинского месторождения со следующими основными положениями и технологическими показателями:

— размещение горизонтальных скважин — параллельно с расстоянием между скважинами 100 м, проектных вертикальных скважин — по обращенной семиточечной сетке с расстоянием между скважинами 100 м;

— разработка залежи с применением теплового воздействия на пласт путем закачки пара;

— общий фонд — 317 скважин, в том числе 104 добывающих, 70 нагнетательных, 47 оценочных, 72 пьезометрических, 23 контрольных;

— фонд для бурения — 215 скважин, в том числе 101 добывающая (30 парных горизонтальных, 20 одиночных горизонтальных, 51 вертикальная), 67 нагнетательных (30 парных горизонтальных, 19 одиночных горизонтальных, 18 вертикальных), 47 оценочных.

Общая толщина песчаной пачки в пределах месторождения изменяется от 3,5 до 38,0 м и в среднем равна 20,2 м. Эффективная толщина на залежи достигает 31,75 м.

На месторождении начаты опытно-промышленные работы по испытанию технологии гравитационного дренирования пласта с использованием двух горизонтальных скважин, имеющих два устья (т.е. с выходом на поверхность).

Геолого-физические характеристики продуктивного пласта Ашальчинской залежи СВН представлены в табл. 1.

На 1 января 2013 г. пробурено 37 горизонтальных скважин, в том числе три пары двух устьевые, 15 пар без выхода забоя на поверхность, одна одиночная.

Таблица 1

**Геолого-физические характеристики продуктивного
пласта Ашальчинской залежи СВН**

Параметры	Значения
Средняя глубина залегания, м	81,2
Площадь нефтеносности, тыс/м ²	6196,65
Средняя общая толщина, м	20,2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	15,8
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	5,4
Проницаемость по керну, мкм ²	2,66
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,94
Начальная пластовая температура, °С	8,0
Начальное пластовое давление, МПа	0,44
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа · с	26900
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	0,967
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1002,9

Горизонтальные скважины бурились параллельно одна под другой, расстояние между стволами скважин — около 5 м. Верхняя является нагнетательной, нижняя — добывающей. Горизонтальные скважины № 240, 241 пробурены в северо-западной части поднятия, средняя глубина залегания пласта составила 76,6 м. Средние значения пористости коллекторов по данным исследования керна — 33,4%, нефтенасыщенности — 9,4%, проницаемость равна 2,95 мкм². Верхняя нагнетательная скважина № 241 пробурена параллельно на 5 м выше. Средняя объемная нефтенасыщенность составила 63,7%. рофиль размещения в пласте пробуренных скважин представлен на рис. 4.

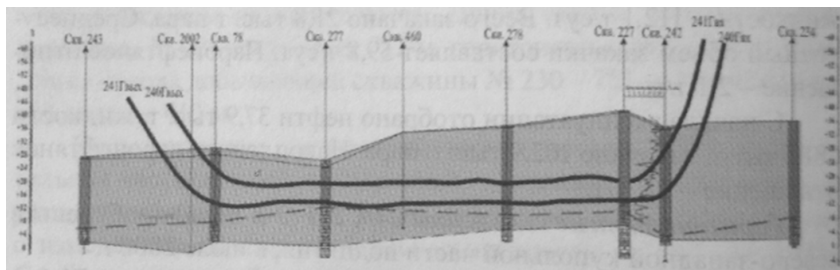


Рис. 4. Профиль размещения в пласте пробуренных скважин № 240, 241

Применение метода парогравитационного дренажа с использованием парных скважин с горизонтальными участками ствола с выходом на поверхность позволили увеличить эффективность разработки. Среднесуточный дебит одной горизонтальной скважины выше дебита вертикальной скважины более чем в 8—10 раз. Результаты работ свидетельствуют о перспективности применения технологии парогравитационного дренирования пласта с использованием горизонтальных скважин, которое обеспечивает эффективное вытеснение в указанных осложненных условиях, вызванных особенностями геологического строения. Суммарная добыча высоковязкой нефти пилотного участка превысила 100 тыс. т. Максимальный средний дебит одной скважины достигал 38,9 т/сут при паронефтяном отношении 1,4 т/т (рис. 5). Закачка пара температурой 150—290 °С в верхний горизонтальный ствол обеспечивает прогрев нефти и снижение ее вязкости в 300—400 раз.

Разница в плотности пара и нефти заставляет последнюю под воздействием сил гравитации стекать в зону отбора горизонтальной добывающей скважины. Увеличение нефтеотдачи пласта при закачке в него теплоносителя достигается за счет снижения вязкости нефти под воздействием тепла, что способствует улучшению охвата пласта и повышает коэффициент вытеснения. В качестве рабочих агентов могут использоваться горячая вода, пар, горячий полимерный раствор и т.д.

Горизонтальные скважины (ГС) в настоящее время широко используются в процессах добычи тяжелых нефтей и природных битумов в США, Канаде и Венесуэле. Основное преимущество ГС по сравнению с традиционными вертикальными скважинами заключается в том, что они позволяют вовлечь в разработку большую часть коллектора, увеличить производительность, ускорить добычу и сократить конусное обводнение. Несмотря на имеющиеся трудности и сложности

с практической реализацией, использование горизонтальных технологий для разработки месторождений тяжелой нефти является высокоэффективным мероприятием.

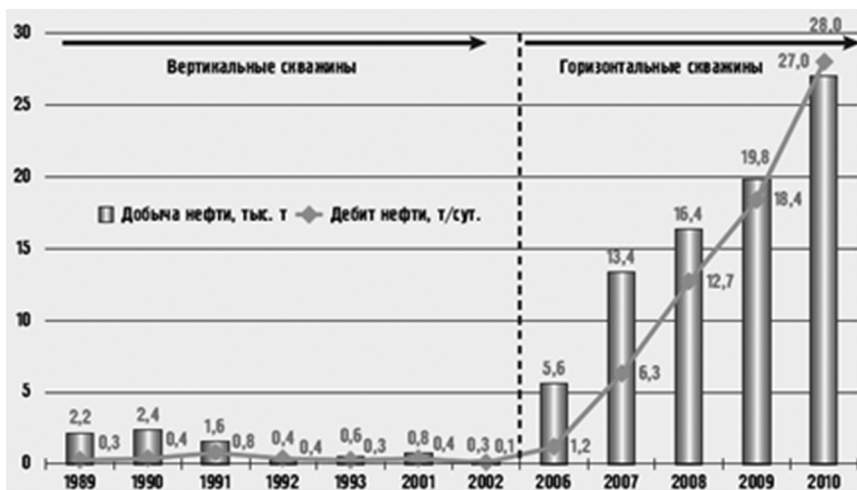


Рис. 5. Добыча сверхвязких нефтей с использованием вертикальных или горизонтальных скважин

При разработке залежей с тяжелой нефтью или залежей, имеющих низкую подвижность, горизонтальные дренирующие скважины уменьшают величину перепада давления, что препятствует образованию конуса обводнения и ослабляет приток песка. Использование данной технологии повышает эффективность закачки пара — увеличивается объем пара, закачиваемого в пласт, что ведет к созданию максимально возможной площади прогрева продуктивного пласта и, соответственно, к увеличению площади дренирования скважины.

Опытно-промышленные работы проводятся на Ашальчинском месторождении высоковязких нефтей с использованием горизонтальных скважин. В эксплуатации находятся три пары ГС с выходом на поверхность (рис. 6).

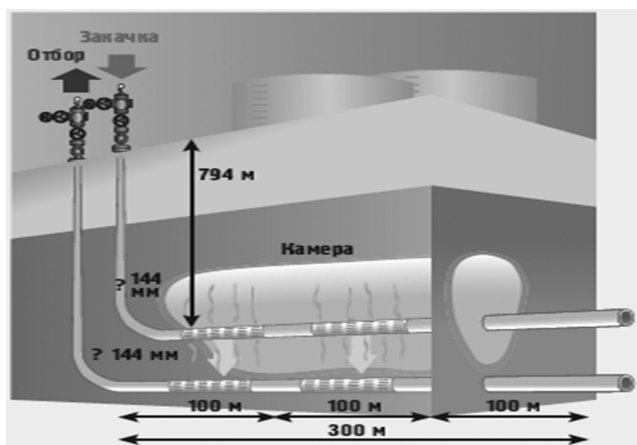


Рис. 6. Проект опытно-промышленных работ по тепловому воздействию на Ашальчинском месторождении: длина ГС — 300 м, температура пара — 260 °С, расход пара — 145 т/сут., дебит жидкости/нефти — 110 т/18 т., вязкость — 1917 мПа · с, плотность нефти — 959 кг/м³

Опробованная конструкция двухустьевых скважин позволяет регулировать в широких пределах формирование паровой камеры и продвижение фронта прогрева к добывающей скважине, что дает возможность эффективно разрабатывать месторождения высоковязких нефтей со сложными геолого-физическими условиями.

Суммарный дебит по сверхвязкой нефти достиг 50 тонн/сутки при паронефтяном отношении около $4 \text{ м}^3/\text{т}$.

Механизм добычи Ашальчинской высоковязкой нефти с помощью парогравитационного дренирования представлен на рис. 7 и заключается в расширении паровой зоны вверх и вбок из-за низкой плотности пара.

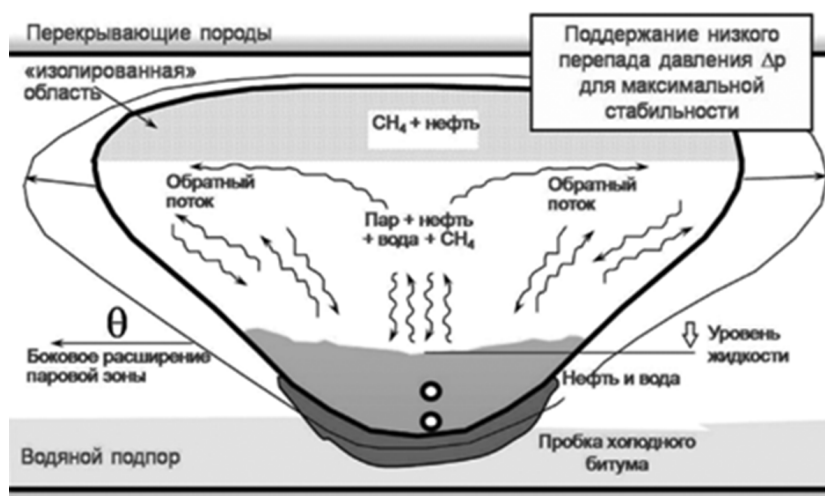


Рис. 7. Механизм процесса парогравитационного дренирования

Применение инновационных технологий разработки трудноизвлекаемой нефти месторождений Татарстана позволяет увеличить нефтеотдачу, улучшить фильтрационно-емкостные свойства в продуктивных пластах и пролонгировать эффективное нефтеизвлечение.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Воробьев А.Е., Малоков В.П., Алибеков М.Э. Методы воздействия на сверхвязкую нефть месторождений Татарстана // XII Международная конференция (Москва, Россия) — Занджан (Иран) Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр. Т.1 М.: РУДН, 2013. С. 198—200.
- [2] Хисамов Р.С. Первые результаты опытно-промышленных работ по паротепловому воздействию на Ашальчинском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2008. № 7. С. 47—49.
- [3] Воробьев А.Е., Шамшиев О.Ш., Чекушина Е.В. Технологии разработки месторождений высоковязких нефтей мира. Кызыл-Кия (Кыргызстан): ЮКГИ, 2005. 112 с.
- [4] Воробьев А.Е. Ресурсовоспроизводящие технологии горных отраслей: учеб. пособие. М.: МГГУ, 2001. 151 с.
- [5] Амерханов М.И. Методы управления парогравитационным воздействием с помощью двухустьевых скважин // Нефтяное хозяйство. 2008. № 7. С. 64—65.
- [6] Гарушев А.Р. Анализ современного состояния методов добычи высоковязких нефтей и битумов в мире // Нефтепромысловое дело. 2008. № 10. С. 4—7.

- [7] *Miller K.A, Xiao Y.* Improving the Performance of Classic SAGD with Offsetting Vertical Producers // JCPT. 2010. № 2. С. 22—27.
- [8] *Зарипов А.Т.* Перспективы разработки месторождений природных битумов Республики Татарстан с применением горизонтальных технологий // Материалы научной конференции «Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. Проблемы их освоения». Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2012. С. 103—105.
- [9] *Воробьев А.Е., Малюков В.П.* Наноявления и нанотехнологии при разработке нефтяных и газовых месторождений. М.: РУДН, 2009. 106 с.
- [10] *Воробьев А.Е., Разоренов Ю.И., Игнатов В.Н., Джимиева Р.Б.* Инновационные геотехнологии разработки месторождений горючего сланца и высоковязкой нефти: учеб. пособие. Новочеркасск: Изд-во ЮРГТУ (НПИ), 2008. 213 с.

INNOVATIVE TECHNOLOGY OF IMPROVING HEAVY OIL RECOVERY FROM HETEROGENEOUS OIL RESERVOIRS OF TATARSTAN

V.P. Malyukov, M.E. Alibekov

Engineering Faculty
People's Friendship University of Russia
Ordzhonikidze str., 3, Moscow, Russia, 115419

The article analyzes the innovative technology of improving heavy oil recovery from heterogeneous oil reservoirs of Tatarstan by using SAGD technology through horizontal wells.

Key words: heavy oil, horizontal wells, thermal effects, steam-assisted gravity drainage (SAGD).

REFERENCES

- [1] *Vorobev A.E., Malyukov V.P., Alibekov M.E.* Methods of treatment for extra-viscous oil fields of Tatarstan // XII International conference (Moscow, Russia) — Zadjan (Iran). V. 1. М.: PFU, 2013. P. 198—200.
- [2] *Hisamov R.S.* First results of experimental propylenic work protoplasma impact on the Ashalchinskoye field // Oil business. 2008. № 7. P. 47—49.
- [3] *Vorobev A.E., Shamshiev O.Sh., Chekushina E.V.* Technology development of heavy oil fields of the world. Kyzyl-Kiya (Kyrgyzstan): YuKGI, 2005. 112 p.
- [4] *Vorobiev A.E.* Resource regeneration technology mining industries. Training manual. М.: MGGU, 2001. 151 p.
- [5] *Amerkhanov M.I.* Management practices the influence of steam-assisted gravity using dwwhatley wells // Oil business. 2008. № 7. P. 64—65.
- [6] *Garukhev A.R.* Analysis of the current state of methods of extraction of heavy oil and bitumen in the world // Oilfield engineering. 2008. № 10. P. 4—7.
- [7] *Miller K.A, Xiao Y.* Improving the Performance of Classic SAGD with Offsetting Vertical Producers // JCPT. 2010. № 2. S. 22—27.
- [8] *Zaripov A.T.* Prospects of development of deposits of natural bitumen of the Republic of Tatarstan with the use of horizontal technology // Materials of science conference «Unconventional collectors of oil, gas and natural bitumen. The problems of their development». Kazan: Pub. Kaz. un-t, 2012. P. 103—105.
- [9] *Vorobev A.E., Malyukov V.P.* Nanoalloy and nanotechnology in the development of oil and gas fields. М.: RUDN, 2009. 106 p.
- [10] *Vorobev A.E., Razorenov Yu.I., Ignatov V.N., Dzhimieva R.B.* Innovative Geotechnology field development of oil shale and heavy oil. Training manual. Novoчеркасск: Izd-vo YuRGTU (NPI). 2008. 213 p.