

Промысловый опыт теплового воздействия на карбонатный резервуар с сверхвязкой нефтью

И.А. Нуриев¹, Р.К. Хайртдинов², А.И. Саттаров², И.М. Фаррахов^{1*}

¹АО «Консалтинговый Центр», Альметьевск, Россия

²ЗАО «Предприятие Кара Алтын», Альметьевск, Россия

Запасы малых нефтяных компаний Республики Татарстан в большинстве представлены карбонатными коллекторами с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, низкими пластовыми давлениями и сверхвязкой нефтью, что оказывает влияние на быстрое снижение и низкий уровень текущих дебитов нефти. Одним из примеров является Аканское месторождение ЗАО «Предприятие Кара Алтын». Тепловые методы воздействия рассматриваются как наиболее эффективные технологии для месторождений с сверхвязкой нефтью. По результатам лабораторного изучения применимости различных вариантов тепловых методов и расчетов на геолого-гидродинамической модели пароциклический способ разработки определен как наиболее эффективный для Аканского месторождения. Для опытных работ по закачке пара выбраны две добывающие наклонно направленные скважины и две скважины с горизонтальным окончанием. В статье представлено внутрискважинное оборудование, использованное при закачке теплоносителя, и описан процесс закачки пара с динамикой контролируемых параметров. Проанализированы показатели работы скважин после тепловой обработки и установлена эффективность выполненных работ.

Ключевые слова: сверхвязкая нефть, карбонатный коллектор, тепловые методы, закачка пара

Для цитирования: Нуриев И.А., Хайртдинов Р.К., Саттаров А.И., Фаррахов И.М. (2023). Промысловый опыт теплового воздействия на карбонатный резервуар с сверхвязкой нефтью. *Георесурсы*, 25(3), с. 140–145. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.17>

Введение

Нефти месторождений малых нефтяных компаний Республики Татарстан характеризуются высокими значениями вязкости и плотности, имеют низкие газовый фактор (менее 10 м³/т) и коэффициенты сжимаемости (менее 0,5 · 10⁻³ МПа⁻¹), относятся к категории неньютоновских жидкостей. В большинстве своем они приурочены к карбонатным коллекторам с низкой потенциальной энергией упругой деформации. Фильтрационно-емкостные свойства этих коллекторов характеризуются высокой неоднородностью, по смачиваемости породы гидрофобные и имеют промежуточную смачиваемость. Пустотное пространство представлено трещинами, микрокавернами и порами. Пластовая температура имеет значения порядка 20–23 °С. Водонапорный режим отсутствует. Такой набор параметров способствует быстрому снижению пластового давления и, соответственно, дебитов скважин.

Башкирский объект разработки Аканского месторождения является типичным представителем карбонатных залежей сверхвязких нефтей. Если в начале промышленной разработки месторождения (2005–2007 гг.) средние дебиты нефти скважин, вводимых из бурения, находились на уровне 7,5–5,3 т/сут, то по истечении всего 6–7 лет после накопленного отбора жидкости до 5 тыс. м³ они снизились до 4,2–3,5 т/сут из-за снижения пластовой

энергии. Нефть башкирского яруса имеет плотность 922 кг/м³, вязкость в пластовых условиях равна 287 мПа·с, газовый фактор – 6,2 м³/т.

Для таких нефтей и при данных темпах снижения дебитов применение тепловых методов рассматривается как наиболее эффективная технология компенсации добычи. Она рекомендована к применению в проектных документах на разработку Аканского месторождения, обоснована научно-исследовательскими работами (Отчет КФУ, 2018, 2019; Отчет..., 2010).

Результаты и обсуждение

По заданию ЗАО «Предприятие Кара Алтын» Казанским (Приволжским) федеральным университетом в 2017–2018 гг. выполнена работа «Изучение применимости тепловых методов для разработки пилотного участка Аканского месторождения». В 2019 г. она была продолжена как «Изучение применимости тепловых методов для разработки пилотного участка Аканского месторождения с использованием уникальной установки».

При построении термической модели были рассмотрены четыре варианта разработки, отличающиеся методами повышения нефтеотдачи пластов и плотностью сетки скважин (Отчет КФУ, 2018):

1. закачка воды с температурой 23 °С, равной забойной температуре;
2. закачка горячей воды с температурой 100 °С;
3. закачка пара с температурой 350 °С через паронагнетательные скважины с площадным охватом;
4. пароциклическая обработка добывающих скважин.

* Ответственный автор: Ильнур Мударисович Фаррахов
e-mail: expert-gtm@mail.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

В результате апробирования на паротепловой установке различных моделей теплового воздействия и расчетов на геолого-гидродинамической модели установлено, что пароциклический способ разработки является наиболее эффективным при соответствующей плотности сетки скважин (Отчет КФУ, 2018). Температура закачки составляет не менее 300 °С при коэффициенте сухости пара 0,5.

Для изученных в лабораторных условиях технологий необходимо было провести опытно-промышленные испытания (ОПИ) с минимальными затратами на основе ожидаемых результатов, соответствующих потенциалу месторождения. На принятие решения о выполнении ОПИ оказали практические результаты, полученные ТПП «РИТЭК Самара-Нафта» по пароциклической обработке скважин с помощью мобильной парогенерирующей установки (МПУ).

В настоящей работе рассмотрены результаты, полученные при пароциклической обработке.

Для ОПИ были выбраны скважины с невыработанными запасами, но с низкими текущими дебитами: две скважины с горизонтальным окончанием (ГС) и две наклонно-направленные скважины (ННС). Вертикальная глубина залегания верха интервала перфорации по скважинам составила 1115–1154 м (табл. 1). Вскрытая общая вертикальная толщина в башкирском ярусе равна 16–32 м, нефтенасыщенная – 9–15,4 м. Нефтенасыщенные эффективные длины горизонтальных стволов составили 208–237 м при общей длине 225–355 м. Пористость 10,7–15,7%, нефтенасыщенность 68–82%, проницаемость 0,027–0,666 мкм². Конструкции забоев трех скважин представлены открытым стволом, в одной скважине имелась зацементированная колонна с перфорацией. Расстояние от эксплуатируемых пластов до водонефтяного контакта (ВНК) равно 8–26 м. Пример геологического разреза представлен на рис. 1.

Выбранные скважины пробурены в 2005–2014 гг. Все скважины с 1–5-кратными кислотными обработками с начала эксплуатации, дополнительная добыча от мероприятий низкая. Система поддержания пластового давления имеется в окружении только одной скважины. При исторически максимальных дебитах нефти 4–12,5 т/сут показатели перед закачкой пара составляли 0,9–3 т/сут.

Процесс закачки пара

Закачка пара в скважины требовала смены внутрискважинного оборудования на термоизолированное с целью максимального доведения тепла до забоя. Использовались термоизолированные трубы ТК 89-48-350 с герметизацией резьбовых соединений с помощью термосмазки при спуске. От влияния высокой температуры и давления

эксплуатационная колонна отсекалась термостойким пакером ПТК ЗК-140-350, который устанавливался над интервалом перфорации. Устье скважин оборудовалось термостойкой арматурой АТПК-65-16-350. Для более равномерной обработки в скважинах с горизонтальным окончанием ниже пакера спускался хвостовик для подачи пара в середину открытого ствола. Глубина подачи пара по стволу составила от 1148 м в ННС до 1470 м в ГС. Технические параметры оснащения скважины приведены в табл. 2.

В качестве источника пара использовались передвижные паровые установки (ППУ) марки ППУА-1600/100. На одну скважину бралось по 3–5 параллельно соединенных ППУ, что позволяло достичь суточной закачки 40–100 м³ воды в виде пара на устье. Устьевая температура составляла 240–267 °С ($T_{уст}$), давление 4,0–5,6 Мпа ($P_{уст}$). По глубинно-измерительному комплексу (ГИК) фиксировалась температура, в зависимости от расхода температура на забое достигала 190–212 °С ($T_{заб}$). Отсутствие манометров, способных длительно работать в условиях высоких температур, не позволило вести наблюдение за забойным давлением. Продолжительность закачки составила 21–33 дня на скважину, объемы закачки – 866–1047 м³ в ННС и 1852–2054 м³ в ГС. Средние показатели при закачке пара приведены в табл. 3.

На рис. 2 представлена динамика закачки пара в скв. 2104 ГС. Закачка велась тремя ППУ в первые девять суток с расходом пара 35–36 м³/сут и ростом устьевой температуры с 180 °С до 219 °С. За этот период температура на забое выросла до 174 °С. При равномерной закачке наблюдался рост устьевого давления с 1,0 до 2,4 МПа. Далее произвели увеличение объема закачки пара до 60 м³/сут и достигли 66 м³/сут на 20-й день. При этом температура на устье составила 250–254 °С, на забое – 190–191 °С, устьевое давление ступенчато выросло до 4,1–4,5 МПа. После достижения объема пара в 1852 м³ закачку остановили. Забойная температура в течение трех суток снизилась до 60 °С.

На скв. № 2129 закачка пара велась по 40 м³/сут при устьевой температуре до 220 °С. Закачка завершилась при накопленном объеме пара 866 м³, устьевой температуре 240–245 °С и давлении закачки 3,9–4,5 МПа. Ожидание на пропитку и дальнейшее распространение теплового фронта не производилось.

После остановки закачки пара начиналось освоение свабированием или сразу внедрение стандартного ГНО. В две скважины были спущены ГИК для контроля забойной температуры. Скважины были запущены в работу через 1–13 дней после закачки пара.

№ скв.	Горизонт	Забой	а.о. кровли, м	H_1 , м	H_2 , м	H_3 , м	K_p , %	$K_{гп}$, %	K_n , %	$K_{абс. пр}$, мкм ²
2104 ГС	C2bsh	Открытый ствол	-945,6	1115,5	208,8	9	13,1	1,7	82	0,038
2129	C2bsh	Перфорированный	-954,9	1136	16,4	15,4	12,5	1,5	68	0,041
2074 ГС	C2bsh	Открытый ствол	-955,4	1132,4	237	12	10,7	0,6	72,3	0,027
1921	C2bsh	Открытый ствол	-943,3	1154,5	10,8	10,8	15,7	2,7	77,7	0,666

Табл. 1. Характеристика вскрытых пластов по скважинам. Примечание: а.о. кровли – абсолютная отметка кровли пласта (м), H_1 – вертикальная глубина интервала перфорации (м), H_2 – нефтенасыщенная толщина по стволу скважины (м), H_3 – вертикальная нефтенасыщенная толщина пласта (м), K_p – коэффициент пористости пласта (%), $K_{гп}$ – коэффициент глинистости пласта (%), K_n – коэффициент нефтенасыщенности пласта (%), $K_{абс. пр}$ – абсолютная проницаемость пласта (мкм²)

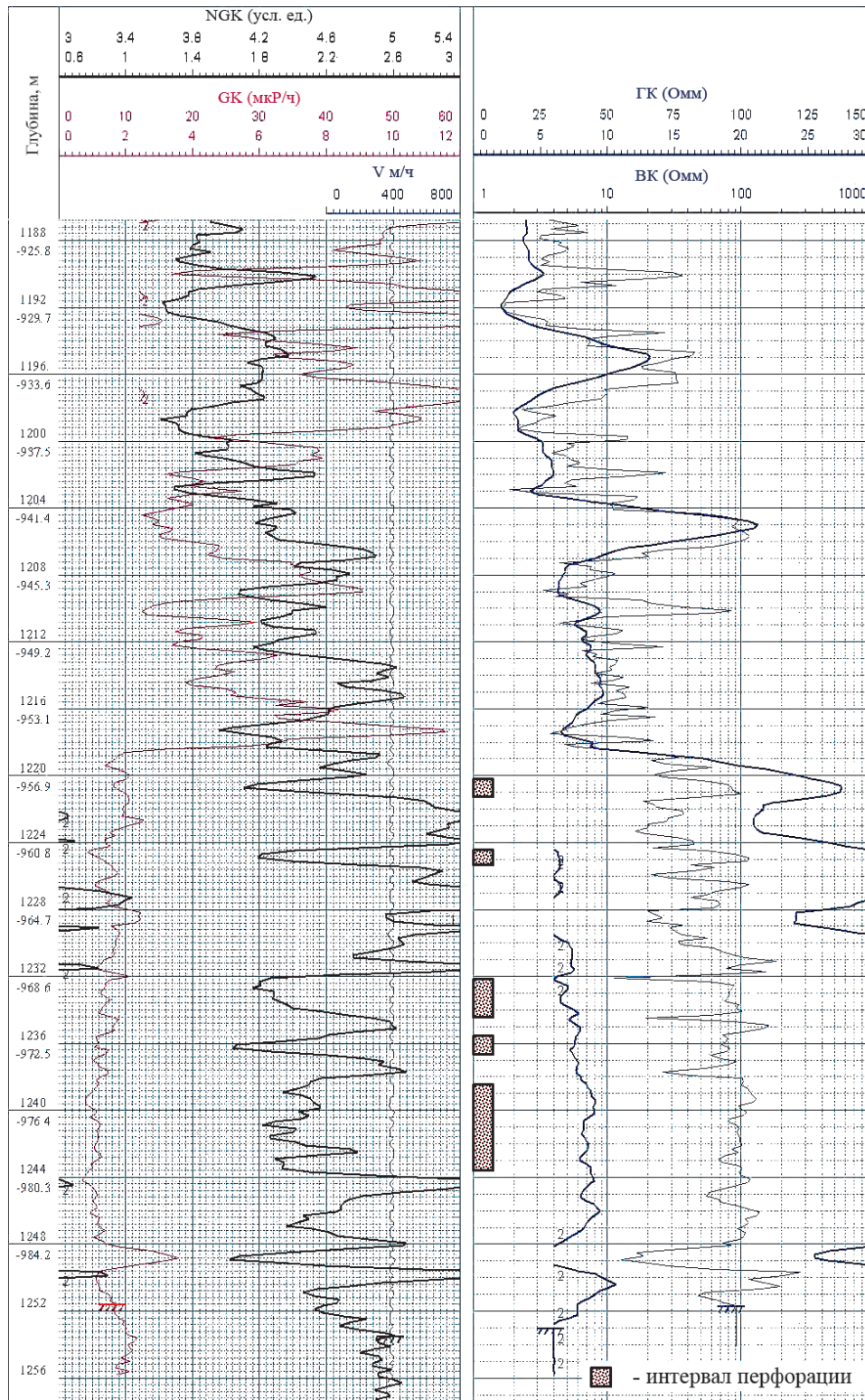


Рис. 1. Геологический разрез по скв. № 2129

Показатели добычи скважин после тепловой обработки

На рис. 3 показана динамика работы скв. № 2074 ГС. Скважина запускалась в работу насосным способом через три дня после остановки закачки пара. К моменту пуска температура на забое снизилась с 212 °С до 71 °С. Скважина выводилась на режим с отбором около 7 м³/сут по жидкости. Обводненность начала снижаться на 18-е сутки после отбора 91 м³ жидкости и достигла менее 50% после 153 м³, что равно отбору 7% от объема закачанного

пара. В процессе работы выполнялась оптимизация отбора. На 90-е сутки работы началось интенсивное снижение динамического уровня в скважине, на 101-е сутки в связи с падением коэффициента подачи насоса ниже 0,2 произведено снижение параметров отбора. Таким образом, скважина проработала с приростом 82 сут, накопленная добыча жидкости составила 512 м³ (25% от объема закачанного пара), нефти 295 т, дополнительно добыто 113 т нефти. Температура на забое к этому времени снизилась до 30 °С.

№ скв.	Устьевая арматура	Термо-НКТ, м	Пакер	ГИК, м	Глубина хвостовика, м	Глубина кровли, м	Глубина забоя, м
2104 ГС		1251	ПТК ЗК-140-350	1357,3	1357,3	1265	1490
2129	АТПК-65-16-350	1196	ПТК ЗК-140-350	отказ	нет	1220,2	1248,6
2074 ГС	ТК 89-48-350	1319	ПРО-ЯДЖ-О-142-Т210	1470	1470	1338,9	1693,8
1921		1117	ПРО-ЯДЖ-О-142- Т210	нет	1148,3	1143,5	1169

Табл. 2. Оснащение скважин оборудованием

№ скв.	ППУ, ед.	Объем воды в виде пара, м³/сут	T _{уст} , °С	T _{заб} , °С	P _{уст} , МПа	Количество дней закачки	Суммарный объем закачки пара, м³
2104 ГС	3	60	250	190	4,3	33	1 852
2129	3	40	240	отказ	4,0	24	866
2074 ГС	5	100	267	212	5,6	21	2 054
1921	3	60	253	отказ	4,8	28	1 047

Табл. 3. Средние показатели при закачке пара

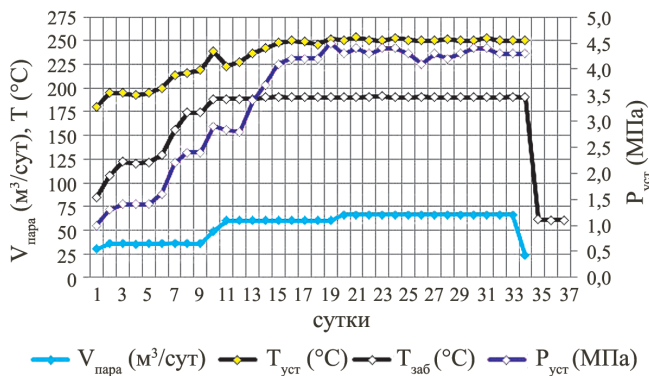


Рис. 2. Показатели закачки пара в скв. № 2104 ГС

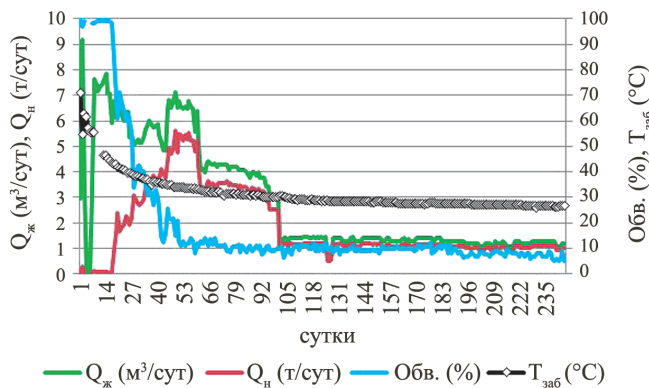


Рис. 3. Показатели после закачки пара в скв. № 2074 ГС

Сводная информация по результатам работы остальных скважин представлена в табл. 4.

После отбора высокообводненной жидкости в объеме 1–11% от закачанного пара (воды) происходило снижение обводненности. Объемы добытой жидкости в период составили 25–55% от объема пара. Исторически максимальный дебит был достигнут только в одной скважине и сохранялся непродолжительное время. Средние приросты суточной добычи составили 1–2 т/сут, период эффекта – 82–312 сут, что позволило дополнительно добыть 113–327 т нефти, при этом потери добычи нефти на период закачки пара составили 49–120 т. С учетом полученных данных последующие циклы закачки пара не производились.

При анализе результатов закачки пара и исходных данных по скважинам установлено, что дополнительная

добыча нефти была выше по скважинам с большей нефтенасыщенностью, расположенным на более высоких абсолютных отметках кровли пласта и вскрытым забоем дальше от ВНК, с наибольшим снижением дебита от исторически максимального. Основным параметром эффективности тепловой обработки является объем закачанного пара.

Отметим наименьшую дополнительную добычу, полученную на скв. № 2074 ГС. Одной из причин могут быть потери тепловой энергии через раскрытую трещину автогидро разрыва, подобное описано в (Соломатин, 2016). Согласно анализу динамики закачки пара, при достижении накопленного объема закачки пара в 725 м³ выросло устьевое давление с 3,8 до 4,2 МПа и к концу закачки стало равным 5,6 МПа. Градиент давления составил 0,0135–0,0147 МПа/м на интервал закачки. В результате четырех ГРП в башкирских отложениях Аканского месторождения градиент закрытия трещины составил 0,0112–0,0134 МПа/м. Следовательно, можно сделать предположение об оттоке пара в трещину по пласту без прогрева околоскважинного массива.

Таким образом ОПИ показали, что эффект от паротеплового воздействия на сверхвязкую нефть в пласте, которая подвижна и добывается классическим способом, будет незначителен или отсутствовать. Если же сверхвязкая нефть слабо подвижна и за счет депрессии приток не создается или он незначителен, то нагрев сверхвязкой нефти в пласте снижает ее вязкость и препятствующий движению флюида высокий начальный градиент сдвига.

Данный вывод основывается на формуле Дюпюи для расчета дебитов неньютоновских нефтей (Евдокимова, Кочина, 1979):

$$Q_{ж} = \frac{2\pi kh [P_{пл} - P_з - G(R_k - r_c)]}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}$$

где Q_ж – дебит скважины (м³/сут), k – проницаемость пласта (м²); h – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта (м); P_{пл} – пластовое давление, (Па); P_з – забойное давление в скважине (Па); G – предельный градиент давления (Па/м); μ – динамическая вязкость флюида в пластовых условиях (Па·с); R_к – радиус контура питания скважины (м); r_с – радиус скважины (м).

№ скв.	Q_1 , т/сут	Q_2 , т/сут	Q_3		Q_4		Q_5 , т	Q_6		Средний прирост, т/сут	$T_{эфф}$, сут	Потери нефти на период ГТМ, т	Дополнительная добыча (без учета потерь), т
			м ³	% от $V_{пар}$	м ³	% от $V_{пар}$		т/сут	% от ист. макс.				
2104 ГС	7,0	0,9	132	7	821	44	593	4,7	67	1,0	312	59	327
2129	4,0	1,5	96	11	476	55	289	5,9	148	2,0	90	49	178
2074 ГС	7,4	2,2	153	7	512	25	295	5,6	76	1,4	82	66	113
1921	12,5	3	6	1	555	53	464	5,8	46	1,4	106	120	147

Табл. 4. Показатели освоения скважин и эффективности закачки пара. Примечание: Q_1 – максимальный исторический дебит скважины по нефти (т/сут), Q_2 – дебит по нефти перед закачкой пара (т/сут), Q_3 – накопленный объем жидкости, добытый из пласта после закачки пара, при достижении которого произошло снижение обводненности до начального уровня (м³), Q_4 – накопленный объем жидкости, добытый в период эффекта от закачки пара (м³), % от $V_{пар}$ – доля от объема закачанного пара (%), Q_5 – накопленный объем нефти, добытый в период эффекта от закачки пара (т), Q_6 – максимальный дебит скважины по нефти после закачки пара от исторического максимального дебита (Q_1/Q_5 , %), средний прирост – средний прирост дебита нефти на период эффекта от закачки пара (т/сут), $T_{эфф}$ – продолжительность эффекта от закачки пара (сут), потери нефти на период ГТМ – расчетные потери нефти на период остановки скважины во время закачки пара (т), дополнительная добыча (без учета потерь) – дополнительная добыча нефти без вычета потерь нефти на период остановки скважины во время закачки пара (т)

Как видно из формулы, на дебит отрицательно влияет не только вязкость нефти, но и значение предельного градиента давления G . Паротепловое воздействие направлено на снижение как вязкости, так и предельного градиента давления G . Эффект от паротеплового воздействия может быть получен только в случае, если причинами низких дебитов являются значения предельного градиента давления G , сопоставимые со значением депрессии $\Delta P = (P_{пл} - P_3)$.

Заключение

На основе вышеизложенного можно сделать следующие выводы.

1. Объемы дополнительной добычи нефти и закачанного пара (паро-нефтяное отношение) коррелируются между собой и, следовательно, могут быть применены для прогнозов в схожих горно-геологических условиях и сверхвязких нефтей.
2. Из-за высоких забойных давлений (в пределах расчетных 15–17 МПа) пар закачивался в пласты в виде перегретой воды.
3. Режимы закачки пара должны исключать возможность появления автогидроразрывов.
4. Результаты паротеплового воздействия на запасы нефти с вязкостью 220–300 мПа·с в пластовых условиях башкирского объекта разработки оказались экономически отрицательными. Отрицательный результат согласуется с выводами в работе (Юсупова и др., 2019).
5. Эффект в виде дополнительной добычи от паротеплового воздействия на сверхвязкую нефть в пласте, которая подвижна и добывается классическим способом, будет незначителен или отсутствовать.
6. При принятии решения о применении тепловых методов воздействия на запасы нефти в недрах необходимо ориентироваться не только на значение вязкости нефти, но и на величину предельного градиента давления G .

Литература

- Евдокимова В.А., Кочина Е.Н. (1979). Сборник задач по подземной гидравлике. М., Недра, 168 с.
- Отчет КФУ. (2018). Изучение применимости тепловых методов для разработки пилотного участка Аканского месторождения. Казань: КФУ, 107 с.
- Отчет КФУ. (2019). Изучение применимости тепловых методов для разработки пилотного участка Аканского месторождения с использованием уникальной установки. Казань: КФУ, 47 с.
- Отчет общественной организации «Волго-Камское региональное отделение Российской академии наук». (2010). Технично-экономическое обоснование применения технологии парциклического воздействия на скважины опытного участка башкирских отложений Аканского нефтяного месторождения. Бугульма, 71 с.
- Соломатин А.Г. (2016). Результаты опытных работ по тепловому воздействию на карбонатный пласт, насыщенный тяжелой нефтью. *Нефтяное хозяйство*, (12), с. 118–121.
- Юсупова Т.Н., Ганеева Ю.М., Фосс Л.Е., Барская Е.Е., Шагеев А.Ф., Романов Г.В., Сотников О.С., Ремеев М.М., Хисамов Р.С. (2019). Моделирование паротеплового воздействия на карбонатный коллектор с высоковязкой нефтью (на примере месторождения Татарстана). *Нефтяное хозяйство*, (1), с. 50–52. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-1-50-52>

Сведения об авторах

Ильяс Ахматгалиевич Нуриев – кандидат тех. наук, заместитель генерального директора ОА «Консалтинговый Центр» по экспертизе ГТМ

Россия, 42350, Альметьевск, ул. Гагарина, д. 10

Руслан Камилевич Хайрtdинов – заместитель генерального директора – главный геолог, ЗАО «Предприятие Кара Алтын»

Россия, 42350, Альметьевск, ул. Шевченко, д. 48

Айдар Ильдарович Саттаров – генеральный директор, ЗАО «Предприятие Кара Алтын»

Россия, 42350, Альметьевск, ул. Шевченко, д. 48

Ильнур Мударисович Фаррахов – начальник отдела экспертизы ГТМ, ОА «Консалтинговый Центр»

Россия, 42350, Альметьевск, ул. Гагарина, д. 10

e-mail: expert-gtm@mail.ru

Статья поступила в редакцию 03.02.2023;

Принята к публикации 14.08.2023; Опубликовано 30.09.2023

Practical experience of heat treatment of an oil carbonate reservoir

I.A. Nuriev¹, R.K. Khairtdinov², A.I. Sattarov², I.M. Farrakhov^{1*}

¹Konsaltingovyy Tsentr JSC, Almet'yevsk, Russian Federation

²Predpriyatie Kara Altyn CJSC, Almet'yevsk, Russian Federation

*Corresponding author: Ilnur M. Farrakhov, e-mail: expert-gtm@mail.ru

Abstract. The majority of reserves of small oil companies of the Republic of Tatarstan are represented by carbonate reservoirs with low filtration and capacitance properties, low reservoir pressures and high oil viscosity. All this leads to a rapid decrease and a low level of current oil flows. The Akan oil field of Predpriyatie Kara Altyn CJSC is one of the examples. Thermal methods are considered as the most effective technologies for deposits with high-viscosity oil. According to the results of laboratory study of various variants of thermal methods and geological and hydrodynamic modeling, the steam-cyclic method of development was determined as the most effective at the Akan field. Two producing directional wells and two horizontal wells have been selected for experimental work on steam injection. The article considers the downhole equipment used for injection heat carrier, describes the process of steam injection with the dynamics of controlled parameters, production indicators and efficiency after heat treatment of wells. Conclusions are presented for the completed works on wells.

Keywords: high-viscosity oil, carbonate reservoir, thermal methods, steam injection

Recommended citation: Nuriev I.A., Khairtdinov R.K., Sattarov A.I., Farrakhov I.M. (2023). Practical experience of heat treatment of an oil carbonate reservoir. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 140–145. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.17>

References

Evdokimova V.A., Kochina E.N. (1979). Collection of problems on underground hydraulics. Moscow: Nedra, 168 p. (In Russ.)

Feasibility study of the application of the technology of steam cyclical impact on the wells of the pilot site of the Bashkir deposits of the Akan oil field (2010). Report. (In Russ.)

Solomatin A.G. (2016). The results of pilot works on thermal treatment at carbonate heavy oil reservoir. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (12), pp. 118–121. (In Russ.)

Study of the applicability of thermal methods for the development of the pilot site of the Akanskoye field (2018). Report. Kazan, 107 p. (In Russ.)

Study of the applicability of thermal methods for the development of the pilot site of the Akanskoye field using a unique installation (2019). Report. Kazan, 47 p. (In Russ.)

Yusupova T.N., Ganeeva Yu.M., Foss L.E., Barskaya E.E., Shageev A.F., Romanov G.V., Sotnikov O.S., Remeev M.M., Hisamov R.S. (2019). Simulation of thermal steam treatment of carbonate reservoir on the example of high-viscosity oil fields of Tatarstan. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (1), pp. 50–52. (In Russ.)

About the Authors

Ilyas A. Nuriev – Cand. Sci. (Engineering), Deputy General Director, Konsaltingovyy Tsentr JSC

10, Gagarin st., Almet'yevsk, Russian Federation

Ruslan K. Khairtdinov – Deputy General Director – Chief Geologist, Predpriyatie Kara Altyn CJSC

48, Shevchenko st., Almet'yevsk, Russian Federation

Aidar I. Sattarov – General Director, Predpriyatie Kara Altyn CJSC

48, Shevchenko st., Almet'yevsk, Russian Federation

Ilnur M. Farrakhov – Head of the Department, Predpriyatie Kara Altyn CJSC

10, Gagarin st., Almet'yevsk, Russian Federation

Manuscript received 3 February 2023;

Accepted 14 August 2023; Published 30 September 2023