

УДК 622.337.2 + 622.276.652

Н.С. Нурева¹, e-mail: nureeva@tatnipi.ru; **Е.А. Аглиуллина**¹, e-mail: sarbinas@tatnipi.ru;

О.В. Петрова¹, e-mail: petrovaov@tatnipi.ru; **Э.Э. Шишкина**¹, e-mail: ShishkinaEE@tatnipi.ru

¹ Отдел разработки нефтяных месторождений института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина (Бугульма, Республика Татарстан, Россия).

Особенности разработки залежей сверхвязкой нефти западного склона Южно-Татарского свода

История разработки залежей сверхвязкой нефти (СВН) термическими методами в Татарстане связана с разработкой Мордово-Кармальского нефтяного месторождения и Ашальчинского поднятия Ашальчинского нефтяного месторождения.

В статье проведен анализ опытно-промышленной разработки Ашальчинского поднятия, на котором реализуется технология парогравитационного и пароциклического воздействия в ПАО «Татнефть».

Поскольку применение на залежи Ашальчинского месторождения технологий с закачкой пара, парагаза в вертикальные скважины в период 1989–2002 гг. не имело эффекта, с 2006 г. начато испытание технологии парогравитационного дренирования: эксплуатация парными горизонтальными скважинами (ГС), пробуренными параллельно одна под другой через 5 м, закачка пара ведется в верхнюю скважину, добыча нефти – из нижней скважины. Также на залежи применяется технология пароциклической добычи нефти на одиночных ГС по схеме «закачка пара – остановка на период термокапиллярной пропитки – добыча нефти».

Опыт разработки Ашальчинского месторождения СВН и его результаты использованы при проектировании опытно-промышленной разработки четырех залежей СВН трех месторождений, расположенных поблизости от Ашальчинского в юго-восточном направлении.

Использование технологии парогравитационного дренирования позволяет достичь высоких дебитов добывающих скважин. Технологическая эффективность пароциклических скважин намного ниже.

Авторами рассчитан вариант разработки четырех залежей СВН по аналогии с Ашальчинским месторождением парными парогравитационными скважинами в зоне с нефтенасыщенной толщиной более 10 м и пароциклическими скважинами в зоне с меньшей нефтенасыщенной толщиной (но не менее 5 м).

На Кармалинском месторождении основной фонд добывающих скважин составляют технологически более эффективные парогравитационные скважины. Максимальный среднегодовой дебит нефти по залежи выше, чем по другим месторождениям, удельный расход пара на 1 т добытой нефти ниже. Для повышения эффективности пароциклических скважин, используемых для вовлечения в разработку зон с нефтенасыщенной толщиной менее 10 м, необходимо дальнейшее совершенствование технологии пароциклического воздействия в условиях месторождений СВН данного региона.

Ключевые слова: сверхвязкая нефть, горизонтальные скважины, закачка пара, парогравитационное дренирование, пароциклические скважины.

.....

N.S. Nureeva¹, e-mail: nureeva@tatnipi.ru; **E.A. Agliullina**¹, e-mail: sarbinas@tatnipi.ru;

O.V. Petrova¹, e-mail: petrovaov@tatnipi.ru; **E.E. Shishkina**¹, e-mail: ShishkinaEE@tatnipi.ru

¹ Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft – TATNEFT PJSC (Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia).

Aspects of development of extra-heavy oil fields on western slope of South-Tatarian arch

Thermal methods of heavy oil reserves development in Tatarstan are associated with two fields—the Mordovo-Karmalskoye and the Ashalchinskoye fields. The paper presents analysis of pilot production using steam-assisted gravity drainage (SAGD) and cyclic steam stimulation (CSS) technologies.

For the first time thermal flooding production methods including steam and steam-gas injection into vertical wells were attempted in 1989-2002 in the Ashalchinskoye field, however with little, if any, success. In 2006, pilot production using

SAGD technology was launched. Pairs of parallel horizontal wells were drilled at a vertical distance of 5 m, with steam injected into the upper well and oil produced from the lower well. In single horizontal wells, cyclic steam stimulation method is used to produce oil—the wells are put through cycles of steam injection, soak, and oil production.

The practices and the experience gained by the Company during pilot production of the Ashalchinskoye field was used to proceed to another pilot project, involving four heavy oil fields southeast of the Ashalchinskoye field.

It is evident that the performance of SAGD-wells is much higher than the CSS-wells. The authors recommend a development scenario providing for SAGD-wells drilled in the areas with a net pay thickness more than 10 m and CSS-wells in thin productive zones (with a net pay thickness not less than 5 m).

In the Karmalinskoye field, oil is mainly produced by SAGD-wells; the reservoir is characterized by better performance compared to neighboring fields, with higher average annual oil production and lower steam-oil ratio (SOR). To improve performance of CSS-wells in thin productive intervals, the steam stimulation technology must be matured to meet the reservoirs' conditions.

Keywords: extra-heavy oil, horizontal wells, steam flooding, steam-assisted gravity drainage, horizontal CSS-wells.

Залежи СВН шешминского горизонта уфимского яруса в Татарстане были открыты в 70-х гг. XX в. путем разбуривания территории западного склона Южно-Татарского свода структурными и разведочными скважинами и значились как полезные ископаемые природных битумов. В 2007–2008 гг. запасы большинства залежей нефти шешминского горизонта поставлены на государственный баланс в качестве запасов сверхвязкой нефти.

Уфимский ярус представлен отложениями шешминского горизонта, который подразделяется на две пачки: песчано-глинистую и песчаную. Песчаная пачка, к которой приурочены месторождения тяжелых нефтей, представлена песчаниками и песками полимиктовыми, мелко- и среднезернистыми, косослоистыми, хорошо отсортированными. Песчаники различной степени цементированности – от рыхлых, слабоцементированных до плотных. Рыхлые песчаники преобладают в верхней части и отдельными прослоями прослеживаются в нижней части песчаной пачки. В нефтенасыщенной зоне цементирующим материалом служит сверхвязкая нефть. В нижней части пачки преобладают песчаники известковистые, кальцитизированные, участками пиритизированные.

Пористость песчаников высокая, на рассматриваемых залежах в среднем

составляет 30–31 %. Нефть песчаной пачки шешминского горизонта уфимского яруса по проведенным исследованиям характеризуется как битуминозная, сверхвязкая. Вязкость нефти рассматриваемых поднятий составляет 15506–56336,9 мПа·с (табл. 1).

Особенностью залежей СВН является наличие внутри них маломощных водонасыщенных пропластков, что может приводить к осложнениям в процессе эксплуатации. Нижней границей для залежей не всегда является водонепроницаемая контактная поверхность. На некоторых участках подошвой залежи служат плотные, малопроницаемые, кальцитизированные песчаники или коллектор с пониженным нефтенасыщением (рис. 1).

История разработки залежей СВН термическими методами в Татарстане связана с разработкой Мордово-Кармального нефтяного месторождения и Ашалчинского поднятия Ашалчинского нефтяного месторождения.

На Мордово-Кармальском месторождении преимущественно использовалась технология внутрислоевого горения. Залежь сверхвязкой нефти шешминского горизонта Мордово-Кармального поднятия за 1978–1990 гг. была полностью разбурена вертикальными скважинами по обращенной семиточечной системе с расстоянием между скважинами 100 м. Добыча осуществлялась двумя методами: с помощью

внутрислоевого горения и закачки теплоносителя. Удельный расход воздуха на 1 т добытой нефти составил 3,7 тыс. м³, теплоносителя – 6,5 т.

Также на месторождении были испытаны технологии паровоздушного, парогазового воздействия, и в связи с низкой эффективностью по техническим и технологическим причинам данные технологии не получили распространения.

В 1999 г. впервые были пробурены две ГС по технологии парогравитационного дренирования на северном куполе Мордово-Кармального поднятия. При этом над горизонтальным стволом добывающей скважины выше на 2–4 м пробурен горизонтальный ствол нагнетательной скважины со смещением влево на 6–8 м. Длина горизонтального участка стволов составила в среднем 120–130 м. Ввиду отсутствия гидродинамической связи между стволами эксплуатация добывающей скважины производилась путем пароциклической обработки. Паро-нефтяное отношение (ПНО) имело высокое значение, далее стабилизировалось на низком уровне. Однако с 2008 г. ПНО стало повышаться и в 2009 г. достигло величины 12,5 т/т. В связи с этим с 2010 г. разработка опытного участка не ведется. Накопленный удельный расход пара составил 4,9 т на 1 т добытой нефти, максимальный суточный дебит нефти не превышал 6 т/сут. Относительно небольшая эффективность техноло-

Ссылка для цитирования (for citation):

Нуреева Н.С., Аглиуллина Е.А., Петрова О.В., Шишкина Э.Э. Особенности разработки залежей сверхвязкой нефти западного склона Южно-Татарского свода // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 10. С. 64–69.

Nureeva N.S., Agliullina E.A., Petrova O.V., Shishkina E.E. Aspects of development of extra-heavy oil fields on western slope of South-Tatarian arch (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2016. No. 10. P. 64–69.

Таблица 1. Сравнение геолого-физических характеристик рассматриваемых залежей
Table 1. Comparison of the geological and physical characteristics of the deposits under consideration

Параметры Parameters	Месторождение Oil field			
	Ашальчинское Ashalchinskoye	Кармалинское Karmalinskoye	Северо-Кармалинское Severo-Karmalinskoye	Чумачкинское Chumachkinskoye
Средняя глубина залегания кровли, м Average reservoir top, m	79,1	63,1	121,4	140,0
Средняя общая толщина, м Average gross thickness, m	20,2	32,9	20,7	35,2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м Average net thickness, m	13,9	18,0	9,8	11,7
Коэффициент пористости, д. ед. Porosity, fraction	0,31	0,28	0,30	0,30
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, д. ед. Oil saturation factor, fraction	0,69	0,58	0,53	0,50
Проницаемость, мкм ² Permeability, micron ²	1,66	2,044	2,162	2,056
Коэффициент песчаности, д. ед. Net-to-gross ratio, fraction	0,766	0,706	0,541	0,489
Расчлененность, д. ед. Average number of permeable interlayers, fraction	1,35	4,0	3,65	3,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с In-situ oil viscosity, mPa·s	27 350	15 506	56 336,9	38 571,2

гии связана с тем, что по техническим причинам горизонтальные стволы были пробурены не строго друг над другом, а со смещением, а также имели небольшую длину.

Масштабное применение ГС по технологии парогравитационного дренирования и пароциклической обработки было начато с 2006 г. на залежи СВН Ашальчинского поднятия Ашальчинского месторождения.

В период опытно-промышленной разработки (ОПР) на Ашальчинском поднятии было испытано несколько технологий:

- добыча из вертикальных скважин, пробуренных по треугольной сетке с расстоянием 100 м, осуществлялась с закачкой пара по семиточечной системе и парагаза – по девятиточечной системе;
- эксплуатация парными ГС с выходом забоя на поверхность. Скважины пробурены параллельно одна под другой через 5 м, закачка пара ведется в верхнюю скважину, добыча нефти – из нижней скважины;
- эксплуатация парными ГС, как и в предыдущем случае, но без выхода забоя на поверхность;

• эксплуатация одиночных ГС с применением технологии пароциклической обработки по схеме «закачка пара – остановка на период термокапиллярной пропитки – добыча нефти».

Технологии с закачкой пара, парагаза в вертикальные скважины в период с 1989 по 2002 г. не имели эффекта. Получены небольшие значения среднегодовых дебитов по нефти 0,3–2,2 т/сут. В связи с этим с 2006 г. начато испытание описанной выше технологии парогравитационного дренирования. С целью предварительного прогрева пласта для создания гидродинамической связи

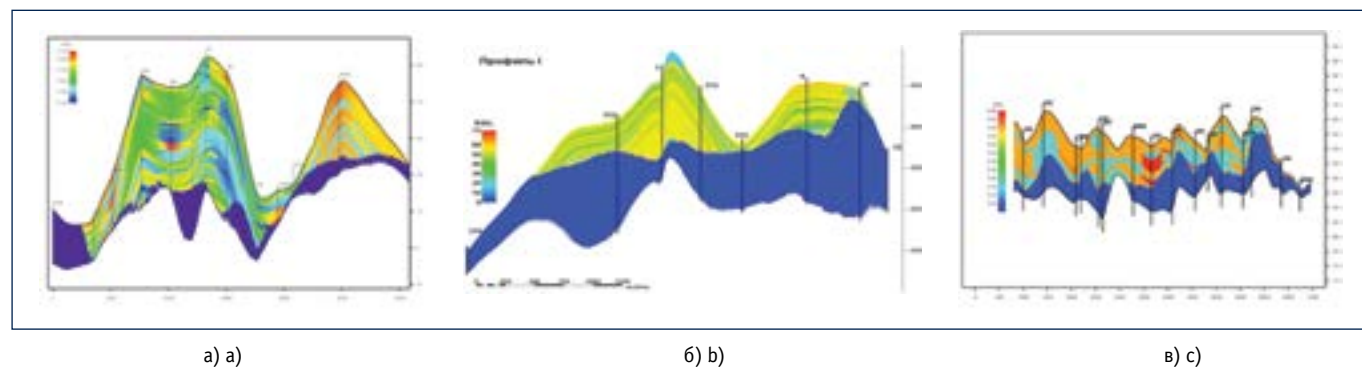


Рис. 1. Схематические профили распределения параметра начальной нефтенасыщенности по поднятиям:
а – Кармалинское месторождение; б – Северо-Кармалинское месторождение; в – Чумачкинское месторождение

Fig. 1. Distribution of initial oil saturation:
a – Karmalinskoye field; b – Severo-Karmalinskoye field; c – Chumachkinskoye field

между скважинами в первые месяцы ведется закачка пара во все скважины: добывающие и нагнетательные парогравитационные, пароциклические. На Ашальчинском поднятии предварительная закачка пара на новых добывающих парогравитационных скважинах в среднем велась 2 месяца, потом скважины останавливались и переводились под добычу нефти.

Все парогравитационные добывающие скважины в начальный период добычи начинают работать с высокой обводненностью (на уровне 70,8–99,7 %) и основная часть скважин (65 %) – с небольшими начальными среднемесячными дебитами по нефти (0,1–4,0 т/сут), далее обводненность продукции снижается и дебит по нефти увеличивается. На постоянную добычу нефти скважины выходят после 1–2 лет эксплуатации при постоянной закачке пара, а иногда даже при уменьшении объемов закачиваемого пара. Это связано с тем, что камера закачиваемого пара от ствола нагнетательной скважины увеличивается в течение данного периода, далее достигает кровли пласта, создавая условия для максимально возможного притока разогретой нефти к добывающей скважине, расположенной ниже нагнетательной. На рис. 2 показана динамика среднегодовых дебитов добывающих скважин на Ашальчинском поднятии. На поднятии пробурены 41 парогравитационная, 23 пароциклические скважины. Использование технологии парогравитационного дренирования позволяет достичь дебитов нефти добывающих скважин выше 20 т/сут. Технологическая эффективность пароциклических скважин намного ниже, среднегодовые дебиты нефти скважин, находящихся в эксплуатации более года, составили 1,6–9,5 т/сут, в среднем – 5,1 т/сут.

Одними из условий эффективной добычи СВН с применением закачки пара являются достижение и поддержание оптимального ПНО. На Ашальчинском поднятии текущее значение ПНО составляет 3,5 т/т (рис. 2). В связи с постоянной закачкой пара попутно с нефтью отбирается часть конденсированного в пласте пара, поэтому для месторождений СВН в течение всего периода разработки характерна высо-

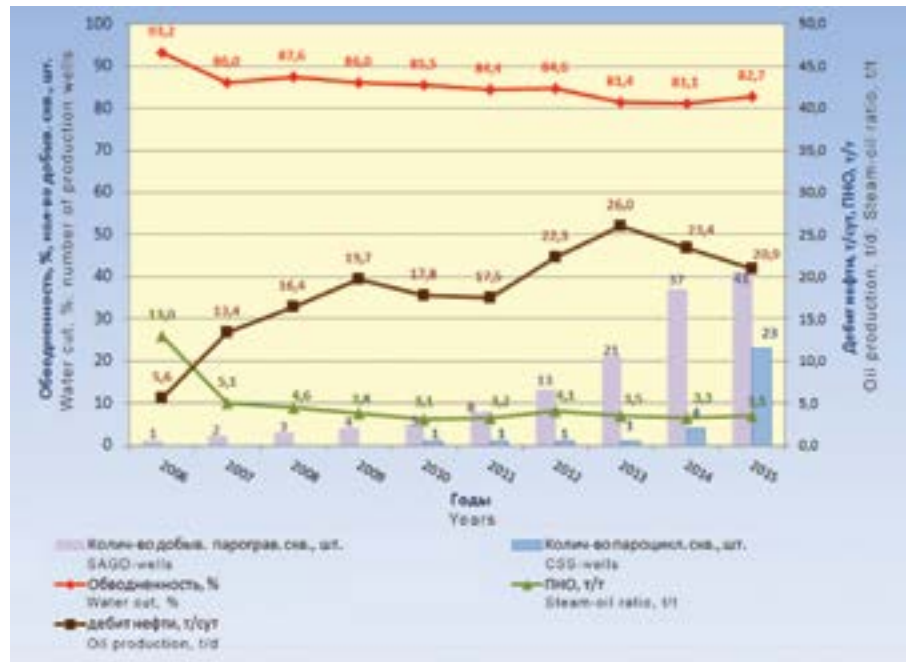


Рис. 2. Среднегодовые показатели разработки Ашальчинского поднятия
Fig. 2. Ashalchinskoye field – average reservoir performance and well count by year

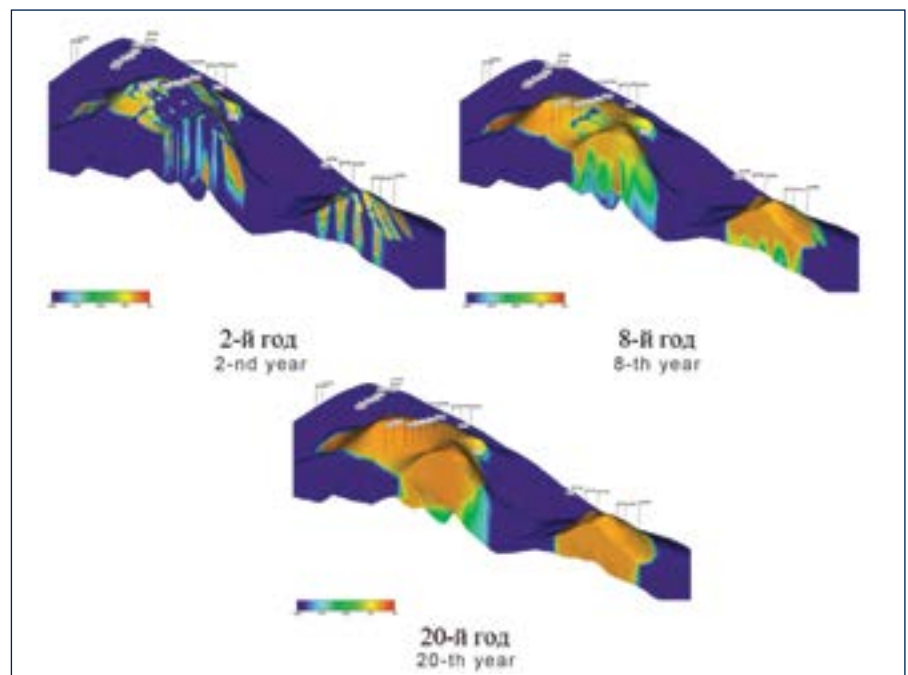


Рис. 3. Распределение температуры на гидродинамической модели залежи Кармалинского месторождения
Fig. 3. Reservoir model of the Karmalinskoye oil field – temperature distribution

кая обводненность продукции скважин. Опыт разработки Ашальчинского месторождения СВН и его результаты использованы при проектировании опытно-промышленной разработки четырех залежей СВН Чумачкинского, Кармалинского, Северо-Кармалинского

месторождений, расположенных поблизости от Ашальчинского месторождения в юго-восточном направлении. Авторами рассчитан вариант разработки данных залежей СВН с использованием гидродинамических моделей, предусматривающий разбуривание, по

Таблица 2. Прогнозные технологические показатели разработки по месторождениям

Table 2. Forecast reservoir performance

Месторождение Oil field	Количество добывающих парогравитационных скважин, шт. SAGD-wells	Количество пароциклических скважин, шт. CSS-wells	Отношение количества пароциклических к общему фонду добывающих, % Percent of SAGD-wells of total number of producers, %	Максимальный среднегодовой дебит добывающих скважин, т/сут Maximum average annual production rate of wells, tons/day	Количество прогнозных лет разработки Forecast reservoir life, years	ВНФ, д. ед. WOR, fraction	Удельный расход пара на 1 т нефти, т/т Steam-oil ratio per 1 ton of oil, t/m
Кармалинское Karmalinskoye	43	8	15,7	16,1	31	7,0	4,9
Северо-Кармалинское Severo-Karmalinskoye	51	14	21,5	12,7	44	16,4	7,6
Чумачкинское Chumachkinskoye	70	55	44,0	11,6	45	9,9	8,0

аналогии с Ашальчинским месторождением, парными парогравитационными скважинами в зоне с нефтенасыщенной толщиной более 10 м и пароциклическими скважинами – в зоне с меньшей нефтенасыщенной толщиной (но не менее 5 м). Расстояние между скважинами по горизонтали – 100 м.

На рис. 3 представлено распределение температуры на разрезе залежи Кармалинского поднятия на разные периоды разработки по результатам гидродинамического моделирования. На рисунке четко прослеживается постепенный прогрев пласта.

Средняя нефтенасыщенная толщина по залежи Кармалинского месторождения

выше, чем на других двух месторождениях, и основной фонд добывающих скважин на месторождении составляют технологически более эффективные парогравитационные скважины в количестве 43 шт., а также 8 пароциклических (рис. 4). Соответственно, как видно из табл. 2, максимальный среднегодовой дебит по нефти по залежи Кармалинского месторождения выше, чем по другим месторождениям, удельный расход пара на 1 т добытой нефти ниже.

Показатели разработки месторождений СВН зависят от многих факторов, в том числе от неоднородности пласта, средней нефтенасыщенной толщины

залежи, а также от распространения зон с нефтенасыщенной толщиной менее 10 м, для вовлечения в разработку которых используются пароциклические скважины, характеризующиеся относительно невысокими дебитами по нефти и зачастую более высоким значением ПНО. Для повышения эффективности пароциклических скважин необходимо дальнейшее совершенствование технологии пароциклического воздействия в условиях месторождений СВН данного региона.

На примере Кармалинского поднятия по результатам моделирования разработки залежи сверхвязкой нефти с использованием технологии парогравитационного дренирования парными ГС и пароциклической обработки одиночных ГС (рис. 4) можно выделить несколько периодов:

- 1) период прогрева пласта, характеризующийся повышенным значением ПНО и высокой обводненностью скважин;
- 2) период стабильной добычи и стабильной закачки (значение ПНО, как и обводненности добываемой продукции, держится на одном уровне);
- 3) период падающей добычи нефти, увеличения обводненности добываемой продукции.

ВЫВОДЫ

1. Все парогравитационные добывающие скважины в начальный период добычи начинают работать с высокой обводненностью и с небольшими начальными среднемесячными дебитами

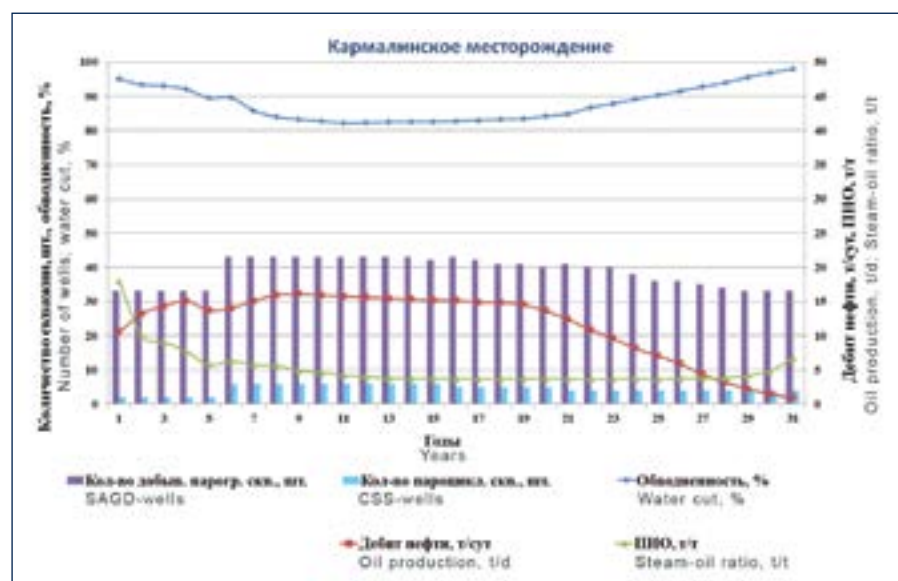


Рис. 4. Динамика прогнозных показателей Кармалинского месторождения

Fig. 4. Karmalinskoye oil field – forecast reservoir performance

по нефти, далее обводненность продукции снижается и дебит по нефти увеличивается.

2. С расширением паровой камеры начинаются рост и стабилизация добычи нефти из добывающей скважины.

3. Для стабильной добычи нефти важно достижение и поддержание оптимального ПНО, что осложняется ухудшением

геолого-физических условий новых залежей СВН.

4. Показатели разработки месторождений СВН зависят от многих факторов, в том числе от неоднородности пласта, средней нефтенасыщенной толщины залежи, а также от распространения зон с нефтенасыщенной толщиной менее 10 м, для вовлечения в разработку которых

используются пароциклические скважины, характеризующиеся относительно невысокими дебитами по нефти и зачастую более высоким значением ПНО. Для повышения эффективности пароциклических скважин необходимо дальнейшее совершенствование технологии пароциклического воздействия в условиях месторождений СВН данного региона.

Литература:

1. Хисамов Р.С., Султанов А.С., Абдулмазитов Р.Г., Зарипов А.Т. Геологические и технологические особенности разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей. Казань: Фэн, 2010. С. 210–304.
2. Тахаутдинов Ш.Ф., Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г. и др. Создание и промышленное внедрение комплекса технологий разработки месторождений сверхвязких нефтей. Казань: Фэн, 2011. 142 с.
3. Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Ибрагимов Н.Г. и др. Развитие технологии парогравитационного воздействия на пласт на примере залежи тяжелой нефти Ашалчинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2007. № 7. С. 40–42.
4. Хисамов Р.С., Абдулмазитов Р.Г., Зарипов А.Т., Ибатуллина С.И. Этапы освоения залежей битума в Республике Татарстан // Нефтяное хозяйство. 2007. № 7. С. 43–45.

References:

1. Khisamov R.S., Sultanov A.S., Abdulmazitov R.G., Zaripov A.T. Geological and process features of the development of highly viscous and heavy oil deposits. Kazan, Fen, 2010, P. 210–304. (In Russian)
2. Takhautdinov Sh.F., Ibatullin R.R., Ibragimov N.G., Khisamov R.S., Sabirov R.K., Zaripov A.T. Geological and technological aspects of heavy fields development. Kazan, Fen, 2011, 142 pp. (In Russian)
3. Ibatullin R.R., Amerkhanov M.I., Ibragimov N.G., Khisamov R.S., Frolov A.I. Development of steam-assisted gravity drainage technology by the example of the Ashalchinskoye heavy oil field. Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2007, No. 7, P. 40–42. (In Russian)
4. Khisamov R.S., Abdulmazitov R.G., Zaripov A.T., Ibatullina S.I. Stages of development of bitumen deposits in Tatarstan. Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2007, No. 7, P. 43–45. (In Russian)



Саммит руководителей нефтегазовой отрасли России и стран СНГ

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА, ГАЗ, НЕФТЕХИМИЯ



20-21 ФЕВРАЛЯ 2017 · МАДИНАТ ДЖУМЕЙРА · ДУБАЙ

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ:

- Обзор тенденций на рынках нефти, газа и продуктов переработки. Возможные сценарии будущего развития отрасли
- Текущие задачи нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий России и стран СНГ
- Подробный обзор текущих и запланированных крупных проектов по реконструкции мощностей
- Задачи и возможности импортозамещения
- Задачи и решения по проектному финансированию
- Долгосрочное стратегическое планирование в текущих рыночных условиях
- Достижение операционной эффективности на стратегическом уровне организации
- Слияния и поглощения, их влияние на организационную структуру компаний

Дискуссионная платформа
для ведущих представителей
нефтегазовой отрасли
России и стран СНГ и мира



Зарегистрируйтесь на www.europetro.com | +7 (495) 517 77 09 | moscow@europetro.com

на правах рекламы