УДК 622.323

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ НА ОСНОВЕ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

EXTRACTION TECHNOLOGY PERFECTION OF HIGH-VISCOSITY OIL ON THE GROUND OF THERMODYNAMIC MODELING AS ILLUSTRATED BY OILFIELDS IN THE TATARSTAN RESPUBLIC

Хафизов Руслан Ильдарович
инженер,
Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти публичного акционерного общества «Татнефть» имени В.Д. Шашина
ruslan@tatnipi.ru

Зарипов Азат Тимерьянович
доктор технических наук, первый заместитель директора,
Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти публичного акционерного общества «Татнефть» имени В.Д. Шашина

Шайхутдинов Дамир Камилевич
младший научный сотрудник,
Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти публичного акционерного общества «Татнефть» имени В.Д. Шашина

Hafizes Ruslan Ildarovich
Engineer,
Tatar research and design institute of oil of Tatneft public joint stock company of V.D. Shashin
ruslan@tatnipi.ru

Zaripov Azat Timeryanovich
Doctor of Engineering, First deputy director,
Tatar research and design institute of oil of Tatneft public joint stock company of V.D. Shashin

Shaykhutdinov Damir Kamilevich
Junior researcher,
Tatar research and design institute of oil of Tatneft public joint stock company of V.D. Shashin

Аннотация. В статье исследуются особенности разработки залежей высоковязких нефтей с наличием аномальных газонасыщенных интервалов, расположенных в Республике Татарстан. Данные залежи расположены на малой глубине (44–350 м), однако для их разработки требуется применение тепловых методов воздействия из-за высокой вязкости нефти (более 16 тыс. сПз). На ряде залежей отмечено наличие газонасыщенных интервалов, причем на некоторых из них её толщина составляет до 21 метра. Рассматривается эффективность применяемой ПАО «Татнефть» технологии парогравитационного дренирования с использованием парных горизонтальных скважин, их которых вышележащая является нагнетательной, а нижележащая, пробуренная вблизи подошвы продуктивного пласта, – добывающей. Эффективность указанной технологии оценивалась на залежах высоковязкой нефти с наличием аномальных газонасыщенных интервалов. Оценка ее производилась с помощью термогидродинамического симулятора CMG STARS. На основе построенной геологической однородной модели шешминского горизонта уфимского яруса были созданы термические гидродинамические модели, позволяющие выполнять исследования влияния расположения горизонтальных скважин относительно аномального газонасыщенного интервала. Отмечено негативное влияние аномального газонасыщенного интервала на распространение паровой камеры в процессе эксплуатации горизонтальных скважин. При нагнетании пара происходит образование конуса из указанного интервала из-за прорыва газа в зону пониженного давления, т.е. к забою добывающей горизонтальной скважины. В работе представлены технологические показатели при различных системах расположения горизонтальных скважин в пласте и выбран оптимальный вариант, при котором достигается наибольший КИН. Показано, что наибольшее его значение достигается при проводке горизонтальных скважин в подошве продуктивного пласта за счет большего охвата нефтенасыщенного интервала. В процессе эксплуатации отбора газа из газонасыщенного интер-

Annotation. The features of the development of high-viscosity oil deposits with the presence of abnormal gas-saturated intervals are considered. These deposits are located in shallow water, but their development requires the application of thermal methods because of the impact of high oil viscosity. The efficiency of the applied by PJSC «Tatneft» steam assisted gravity drainage technology using a pair of horizontal wells is investigated. The effectiveness of this technology on deposits of heavy oil with presence of abnormal gas-saturated intervals is estimated using thermohydrodynamic simulator SMG-STARS. On the basis of geological homogeneous model of Shesminskii horizon (Ufa tiers) thermal hydrodynamic models which make possible to research the impact of horizontal well location relative to anomalous gas-saturated interval were proposed. The negative effect on abnormal interval distribution of gas-saturated steam chamber during operation of horizontal wells is noticed. Technological parameters applied while using different arrangement of horizontal wells in the formation are presented and best option which helps to reach the highest oil recovery factor is chosen.

вала не происходит, что приводит к снижению негативного влияния газонасыщенного интервала на технологические показатели горизонтальных скважин. Рекомендуется применение метода парогравитационного дренивания на залежах высоковязкой нефти с аномальными газонасыщенными интервалами.

Ключевые слова: высоковязкие нефти, природные битумы, парогравитационное дренирование, горизонтальные скважины, газонасыщенные, коэффициент извлечения нефти, тепловое воздействие, геологическая модель.

Keywords: high viscosity oil, solid bitumen, steam assisted gravity drainage, horizontal wells, gas-saturated, oil recovery efficiency, thermal action, geological model.

Истощение запасов традиционной нефти Республики Татарстан делают все более актуальной проблему рационального вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. К таким относятся природные битумы и тяжелые сверхвязкие нефти, запасы которых в пермских отложениях Республики Татарстан по разным оценкам составляют до 7 млрд тонн [1].

Месторождения сверхвязкой нефти и природных битумов в Татарстане залегают на небольшой глубине и характеризуются малой подвижностью. Поэтому для добычи применяют тепловые методы воздействия на продуктивный пласт, которые способствуют снижению вязкости нефти в пластовых условиях с целью обеспечения притока к добывающим скважинам. К числу таких методов относятся закачка теплоносителя в пласт, внутрипластовое горение и другие [2, 3]. В зоне деятельности ПАО «Татнефть» выявлено 149 залежей сверхвязкой нефти, геологическое строение каждой из которых отличается друг от друга, что требует проведения дополнительных исследований для выбора высокоэффективных технологий разработки.

Залежи сверхвязкой нефти Республики Татарстан характеризуются сложным геологическим строением и сильной изменчивостью ВНК по площади на небольших расстояниях, в пределах нескольких десятков метров [4, 5].

По материалам пробуренных вертикальных оценочных и разведочных скважин на некоторых поднятиях были выявлены газопроявления. Мощность газосодержащих коллекторов по залежам колеблется от 1,0 м до 21,0 м.

Были проведены исследования по составу попутного газа, результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Компонентный состав газа (обьемные), %

№ п/п	Компоненты	1 проба ввод 1	1 проба ввод 2	2 проба ввод 1	2 проба ввод 2
1	Двуокись углерода	2,871	2,959	2,908	2,662
2	Азот	0,682	0,447	0,594	0,351
3	Метан	87,929	93,261	91,190	84,647
4	Этан	0,004	0,010	0,006	0,007
5	Пропан	8,431	3,203	5,226	12,227
6	Изобутан	0,032	0,034	0,032	0,030
7	н-Бутан	0,003	0,004	0,003	0,004
8	Изопентан	0,029	0,049	0,025	0,024
9	н-Пентан	0,000	0,001	0,000	0,001
10	Гексаны	0,019	0,032	0,016	0,047
	Плотность газа, кг/м^3	0,8025	0,7422	0,7649	0,8435

Эффективность применения классического метода парогравитационного дренирования на данных залежах сверхвязкой нефти может снизиться, так как данный метод не учитывает наличие газовой шапки и влияние ее на эксплуатационные характеристики скважин. Поэтому для эффективной разработки залежей с газовой шапкой требуется проведение исследований влияния аномального газонасыщенного интервала на технологические показатели горизонтальных скважин. Для этого были проведены гидродинамические расчеты в термогидродамическом симуляторе STARS программного комплекса CMG.

Для термогидродинамического расчета использовалась однородная геологическая модель. Трехмерный вид распределения нефтенасыщенности участка приведен на рисунке 1. Была построена цифровая фильтрационная модель, содержащая 41 × 41 × 30 ячеек. Размеры ячеек 2,5 × 2,5 × 1 м. Общие размеры пласта 100 × 100 × 30 м. Пористость 30 %.

На рисунке 2 представлен профиль горизонтальных скважин в продуктивном пласте. Горизонтальные участки расположены в нефтенасыщенной зоне продуктивного пласта. Выше нефтенасыщенного участка расположен газонасыщенный интервал толщиной 15 метров. Толщина нефтенасыщенного пласта составляет 10 метров. Ниже нефтенасыщенного участка расположен слой с подстилающей водой толщиной 5 метров. Расстояния между горизонтальными стволами нагнетательной и добывающей скважин составляет 5 метров. На рисунке 3 изображен профиль начальной нефтенасыщенности перпендикулярно к горизонтальным скважинам.

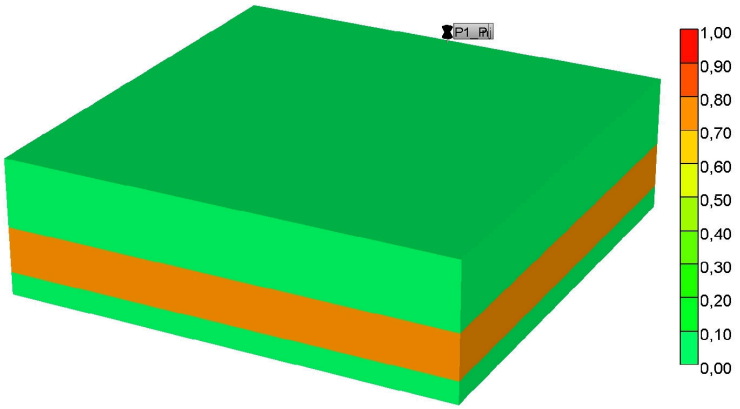

Рисунок 1 – Трехмерный вид распределения нефтенасыщенности в модели

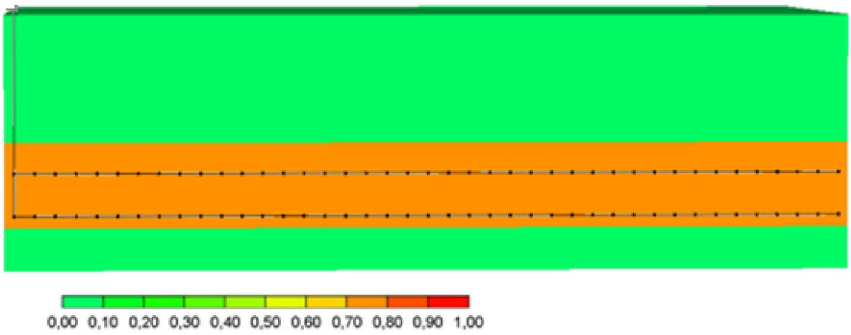

Рисунок 2 – Профиль распределения коэффициента начальной нефтенасыщенности вдоль горизонтальных скважин

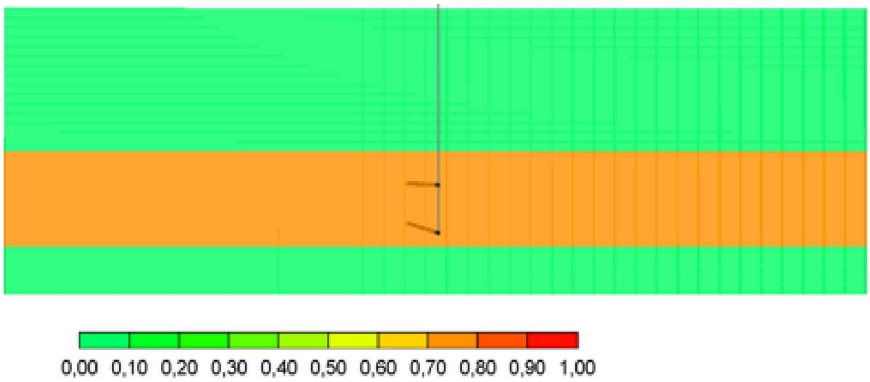

Рисунок 3 – Профиль распределения коэффициента начальной нефтенасыщенности перпендикулярно к горизонтальным скважинам

Фильтрационная модель представляет собой участок залежи шешминского горизонта в виде трехмерной сетки ячеек, каждая из которых характеризуется параметрами геологической модели и включает динамические характеристики пластовых процессов. Симулятор CMG STARS позволяет выполнять численное решение системы уравнений, описывающих фильтрационные процессы в продуктивном пласте и закачиваемые рабочие агенты в продуктивный пласт, их взаимодействие с горными породами.

Для гидродинамического расчета модели применялся неявный метод решения дифференциальных уравнений. Каждой ячейке фильтрационной модели присвоено значение параметра разрабатываемого продуктивного пласта: абсолютной глубины, общей и эффективной толщины, эффективной пористости, проницаемости, насыщенности газом, нефтью и водой.

Основные исходные данные гидродинамической модели для проведения термогидродинамических расчетов приведены в таблице 2.

Рассматривалось влияние положения парных горизонтальных скважин относительно аномального газонасыщенного интервала по 6 вариантам расположения горизонтальных скважин в пласте. При анализе было выявлено, что в процессе нагнетания пара и отбора нефти происходит рост давления в продуктивном пласте. За счет наличия аномального газонасыщенного интервала происходит перераспределение давления по пласту в процессе нагнетания пара в разрабатываемый пласт. При отборе нефти образуется зона пониженного давления в призабойной зоне добывающей скважины.

Таблица 2 – Исходные данные для расчетов

Параметры	Значения
Плотность нефти в поверхн. усл., кг /м^3	970
Вязкость нефти в пласт. усл., ср	27350
Плотность воды в пласт. усл., кг/м^3	1000
Температура пласта, °С	8.0
Начальное пластовое давление, МПа	0.44

Газ прорывается к добывающей скважине по границе паровой камеры, что приводит к замедлению её расширения в пласте и снижению дебитов нефти по добывающим скважинам (рис. 4). Положительный эффект от наличия газонасыщенных интервалов заключается в снижении потерь тепла в кровлю пласта вследствие того, что газонасыщенный интервал выступает в роли теплоизолирующего экрана.

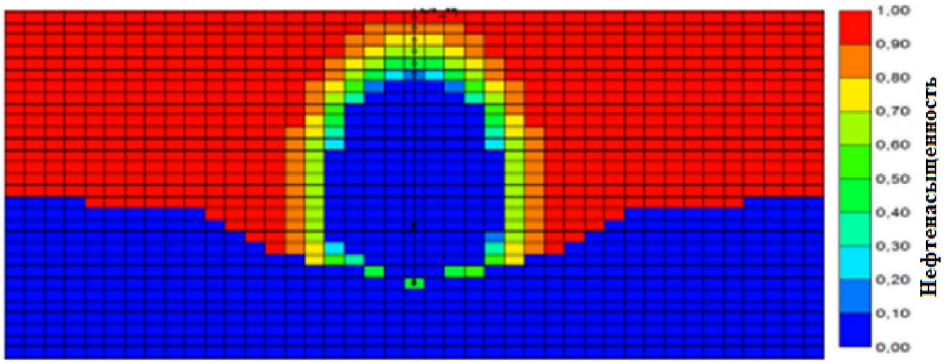

Рисунок 4 – Распространение газонасыщенного интервала в процессе эксплуатации скважин

На основании проведенных численных экспериментов сделаны выводы как о положительном, так и негативном влиянии наличия газонасыщенных интервалов в продуктивном пласте:

Аномальные газонасыщенные интервалы негативно влияют на распространение паровой камеры в продуктивном пласте при использовании технологии парогравитационного дренирования.

При эксплуатации скважин с использованием технологии парогравитационного дренирования наблюдается опережающее движение газа на границе контакта паровой камеры и нефти, что снижает охват воздействием и эффективность работы участка.

Положительным моментом наличия газонасыщенного интервала выше паровой камеры является снижение потерь тепла в кровлю пласта за счет пониженных теплопроводных свойств газа.

Расположение горизонтальных скважин в подошвенной части нефтенасыщенного интервала продуктивного пласта позволяет достичь наибольшей величины коэффициента извлечения нефти на залежах с аномальными газонасыщенными интервалами за счет охвата всего продуктивного пласта по разрезу.

Литература:

1. Хафизов Р.И., Низаев Р.Х., Бурханов Р.Н. Развитие тепловых методов разработки на месторождениях высоковязкой нефти Татарстана // Вестник ЦКР Роснедра. – 3/2015. – С. 60–64.
2. Хафизов Р.И. Совершенствование технологии добычи трудноизвлекаемых запасов нефти на базе геолого-фильтрационного моделирования / Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса. – Уфа : РИЦ БашГУ, 2014. – 179 с.
3. Хафизов Р.И. Применение тепловых технологий разработки высоковязкой нефти Татарстана // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – 2015. – Т. XIII. – № 1. – С. 163–168.
4. Хафизов Р.И., Низаев Р.Х., Бурханов Р.Н. Развитие тепловых методов разработки на месторождениях высоковязкой нефти Татарстана // Вестник ЦКР Роснедра. – 2015. – № 3. – С. 60–64.
5. Хафизов Р.И. Совершенствование технологии добычи высоковязкой нефти Республики Татарстан / Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. – 2015. – Т. 1. – № 1. – С. 60–63.

References:

1. Hafizov R.I., Nizayev R.H., Burkhanov R.N. Development of thermal methods of development on fields of high-viscosity oil of Tatarstan // TsKR Rosnedra Bulletin. – 3/2015. – P. 60–64.
2. R.I. Hafizov. Improvement of technology of production of hardly removable reserves of oil on the basis of geological and filtrational modeling / High technologies in the solution of problems of an oil and gas complex. – Ufa : RITS BASHGU, 2014. – 179 p.
3. R.I. Hafizov. Use of thermal technologies of development of high-viscosity oil of Tatarstan//Scientific notes of the Almetyevsk state oil institute. – 2015. – V. XIII. – № 1. – P. 163–168.
4. Hafizov R.I., Nizayev R.H., Burkhanov R.N. Development of thermal methods of development on fields of high-viscosity oil of Tatarstan // TsKR Rosnedra Bulletin. – 2015. – № 3. – P. 60–64.
5. R.I. Hafizov. Improvement of technology of extraction of high-viscosity oil Republic of Tatarstan / Materials of a scientific session of scientists of the Almetyevsk state oil institute. – 2015. – V. 1. – № 1. – P. 60–63.