

Оценка возможности применения технологии SAGD на месторождении СВН Республики Татарстан

Р.Р. Хазиев

н.с. лаборатории геологического и экологического моделирования¹
radmir361@mail.ru

Е.Е. Андреева

с.н.с. лаборатории геологического и экологического моделирования¹
aee8277@rambler.ru

А.Г. Баранова

с.н.с. лаборатории геологического и экологического моделирования¹
anna.genn@mail.ru

Л.З. Анисимова

н.с. лаборатории геологического и экологического моделирования¹
anislz@mail.ru

Р.Ф. Вафин

старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа²
varus13@mail.ru

М.Ф. Салахова

лаборант-исследователь НИЛ «Рентгеновской компьютерной томографии» САЕ «ЭкоНефть»²
milkatatar@mail.ru

¹ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

²ИГИНГТ КФУ, Казань, Россия

Запасы легкоизвлекаемых нефтей как на территории Республики Татарстан, так и по всему Волго-Уральскому региону планомерно истощаются, что требует в будущем ввода в эксплуатацию альтернативных источников углеводородного сырья.

На территории Татарстана промышленные залежи СВН приурочены к уфимским и казанским отложениям пермской системы в пределах Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины (рис. 1). По разным источникам запасы СВН оцениваются от 1,5 до 7 млрд тонн [10, 11, 12].

Наибольший интерес представляют уфимские отложения ввиду следующих причин:

- 60 % разведанных запасов СВН РТ сосредоточены в песчаной пачке уфимского яруса [1];
- существующие технологии выработки запасов СВН более эффективны в песчаных коллекторах, нежели в карбонатных;
- карбонатные коллекторы СВН характеризуются высокой степенью неоднородности фильтрационно-емкостных свойств (далее — ФЕС), что создает большие сложности при выработке запасов.

Однако разработка залежей природных битумов имеет следующие особенности:

- СВН имеют высокую (до 1000 мПа·с) вязкость, следовательно, применение традиционных способов добычи, как в отложениях девона, неэффективно;
- СВН всегда залегают в виде отдельных локальных скопления и не образуют нефтяных полей, как залежи традиционных;
- песчаная пачка шешминского горизонта, несмотря на однородность по литологии, характеризуется неоднородностью на микроуровне (в распределении ФЕС по разрезу).

В настоящее время в зависимости от состава СВН и глубины залегания пласта-коллектора существует множество технологий добычи природных битумов [2, 5, 8, 13]. Однако одним из самых эффективных, с высоким коэффициентом нефтеотдачи, зарекомендовал себя метод SAGD. Промышленные работы по освоению залежей СВН ведутся на территории РТ с 1999 г. на экспериментальном

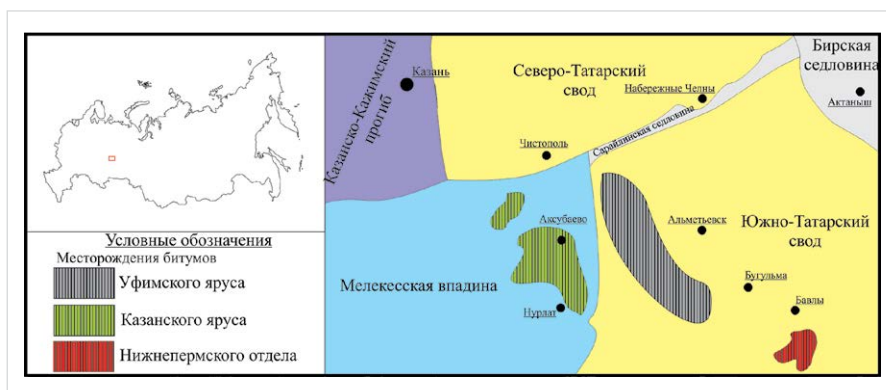


Рис. 1 — Выкопировка из тектонической карты РТ с расположением месторождений СВН в уфимских, казанских и нижнепермских отложениях [4]
 Fig. 1 — Mapping extract from the RT tectonic map with the SVO fields location in the Ufimian, Kazanian, and Lower Permian sediments [4]

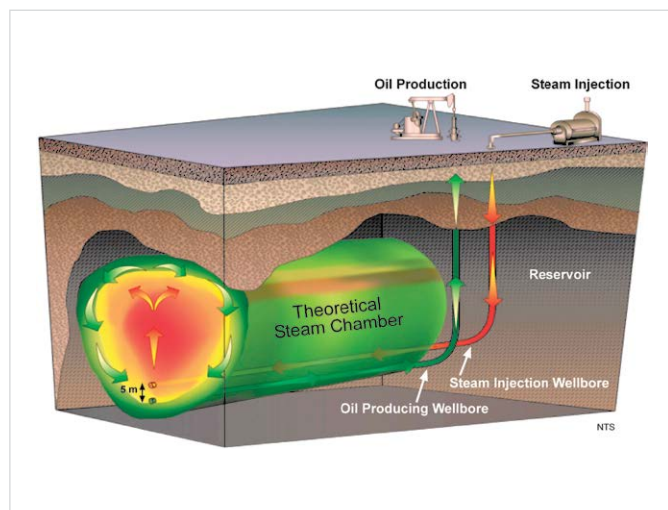


Рис. 2 — Схема работы паронагнетательной и добывающей скважины с применением технологии SAGD
 Fig. 2 — Steam injection and producer well mode of operations with the use of the SAGD technology

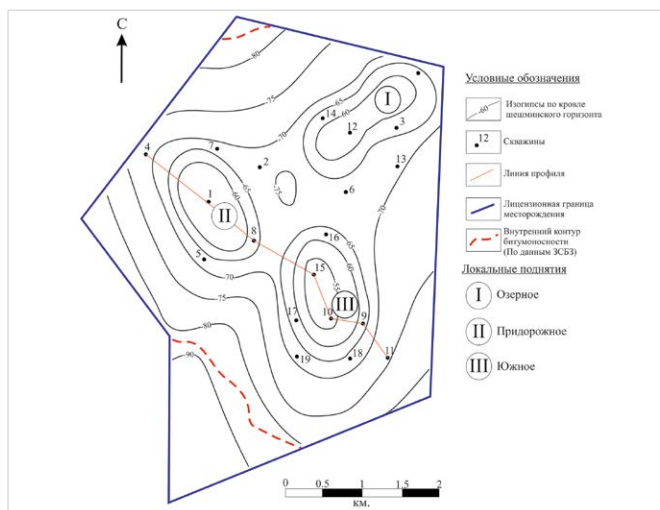


Рис. 3 — Структурная карта по кровле шешминского горизонта Битумного месторождения
 Fig. 3 — Structural map of the top of the Sheshminskiy horizon of the Bitumnoye field

На территории РТ альтернативой легким нефтям девонского возраста выступают сверхвязкие нефти (далее — СВН) уфимского и казанского нефтегазоносного комплекса. Однако технология выработки запасов СВН в корне отличается от традиционных методов, применяемых на залежах легких нефтей девонского нефтегазоносного комплекса. Одним из самых эффективных методов выработки запасов СВН является технология парогравитационного дренажа — Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD). В настоящей работе, на основе анализа распределения коллекторских свойств на одном из месторождений СВН, выделены наиболее перспективные участки для применения технологии SAGD.

Материалы и методы

Табличные данные с исследованием кернового материала битуминозных песчаников уфимского яруса. Построение карт распределения ФЕС с выделением перспективных участков для применения технологии SAGD.

Ключевые слова

технология SAGD, сверхвязкие нефти, карты распределения ФЕС, уфимские отложения, нефтяной коллектор

Ашальчинском месторождении, где этот метод хорошо себя зарекомендовал [3, 11].

Однако для внедрения в разработку технологии SAGD должны выполняться следующие условия:

- пласт должен быть литологически однородным;
- эффективная толщина пласта-коллектора должна быть не менее 15 м [7] для возможности бурения пары горизонтальных скважин, расположенных на расстоянии 5 м друг от друга внутри пласта (рис. 2);
- удаленность горизонтальной части стволов скважины от зоны водонефтяного контакта (далее — ВНК);
- высокая проницаемость пласта по вертикали [6].

Оценка возможности применения технологии парогравитационного дренажа рассмотрена на одном из месторождений СВН, расположенного в Черемшанском районе РТ. (По согласованию с недропользователем

название месторождения и локальных поднятий не разглашаются. Название месторождения (Битумное), залежей на месторождении (Озерное, Придорожное, Южное) и нумерация скважин — условные).

На территории месторождения по данным сейсморазведочных работ и структурного бурения выявлено три локальных поднятия с амплитудой 7–17 м. (рис. 3, таб. 1). Толщина продуктивного пласта увеличивается от периферии к центру залежей, наибольшая — в ее центральных частях до 25 м (рис. 6). Продуктивным горизонтом на Битумном месторождении является песчаная пачка шешминского горизонта (рис. 5, 6). Согласно геологическим журналам с описанием кернового материала, продуктивный пласт представлен мелкозернистыми среднесцементированными песчаниками (рис. 4, 5) с различной степенью пропитки сверхвязкой нефтью. Пласт-коллектор по данным [9] представляет собой отложения пойм рек и дельт.

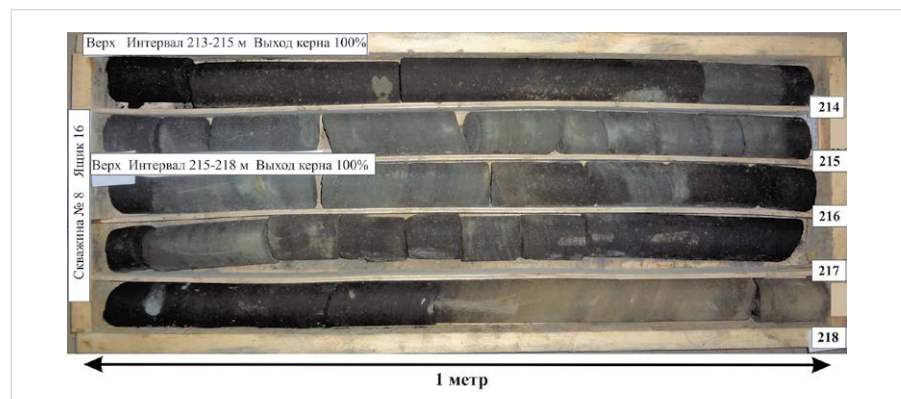


Рис. 4 — Фотография ящика керна №16 скв. №8 (интервал отбора 213–218 м). На фото — битуминозные песчаники уфимского возраста
Fig. 4 — Picture of core box №16 (213–218 m sampling interval). The picture shows the Ufimian bituminous sandstones

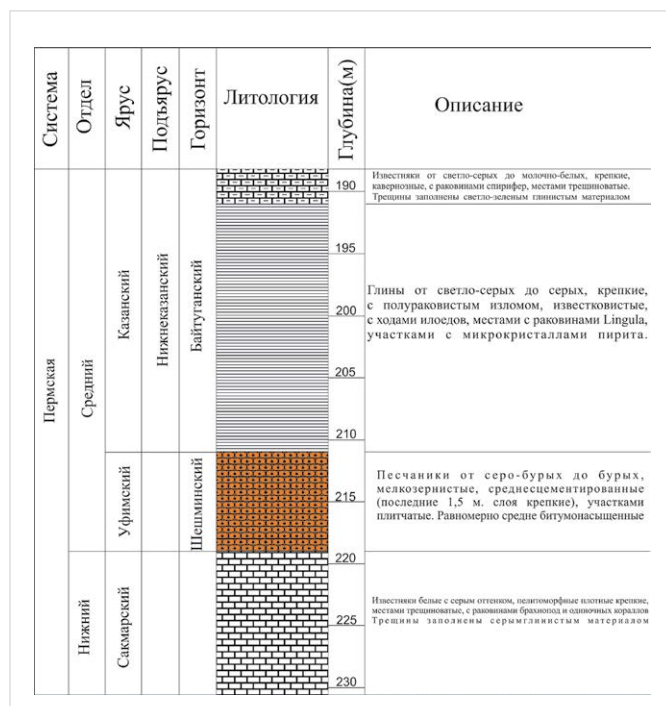


Рис. 5 — Литолого-стратиграфический разрез скв. №8, построенный по данным каротажных диаграмм и описания кернового материала
Fig. 5 — Lithostratigraphic section of well 8 made based on the well log and core sample description data

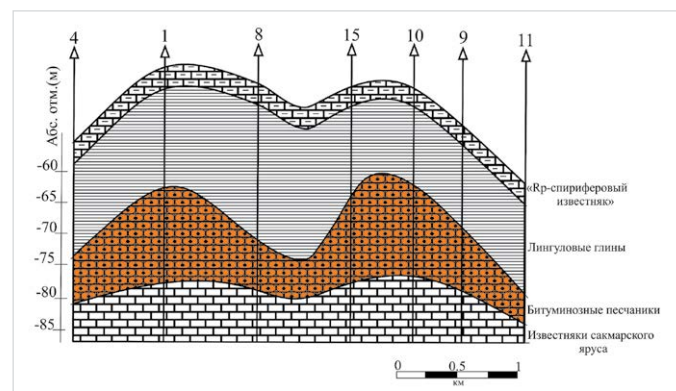


Рис. 6 — Геологический профиль по линии скважин 4-1-8-15-10-9-11
Fig. 6 — Geologic cross-section along well lines 4-1-8-15-10-9-11

Поднятие	Размеры, км*км	Амплитуда поднятия, м	Эффективная нефтенасыщенная толщина продуктивного пласта, м
Озерное	2*0,7	7	5–11
Придорожное	1,5*1	9	8–15
Южное	1,5*1,2	17	9–23

Таб. 1 — Размеры и амплитуда локальных поднятий на Битумном месторождении
Tab. 1 — Sizes and amplitude of the local elevations at the Bitumnoye field

№ скважины	Горизонт	Проницаемость (по вертикали), мД	Пористость, %
1	Шешминский	130	33
2		98	21
3		45	11
4		30	15
5		69	22
6		27	11
7		11	9
8		69	18
9		62	23
10		164	37
11		41	14
12		72	19
13		22	5
14		51	9
15		151	32
16		90	19
17		93	27
18		52	16
19		33	10

Таб. 2 — Средневзвешенные значения пористости и проницаемости для отложений песчаной пачки шешминского горизонта

Tab. 2 — Weighted average values of porosity and permeability for the Sheshminsky horizon sand unit deposits

Критерий	Залежи		
	Озерное	Придорожное	Южное
Однородность пласта	Согласуется	Согласуется	Согласуется
Толщина пласта (не менее 15 м)	Не согласуется	Согласуется частично	Согласуется
Удаленность от зоны ВНК	Согласуется	Согласуется	Согласуется
Высокая вертикальная проницаемость (не менее 50 мД)	Не согласуется	Согласуется	Согласуется

Таб. 3 — Критерии применимости технологии SAGD в залежах СВН Битумного месторождения

Tab. 3 — The criteria for the applicability of SAGD technology in SVO deposits of Bitumen field

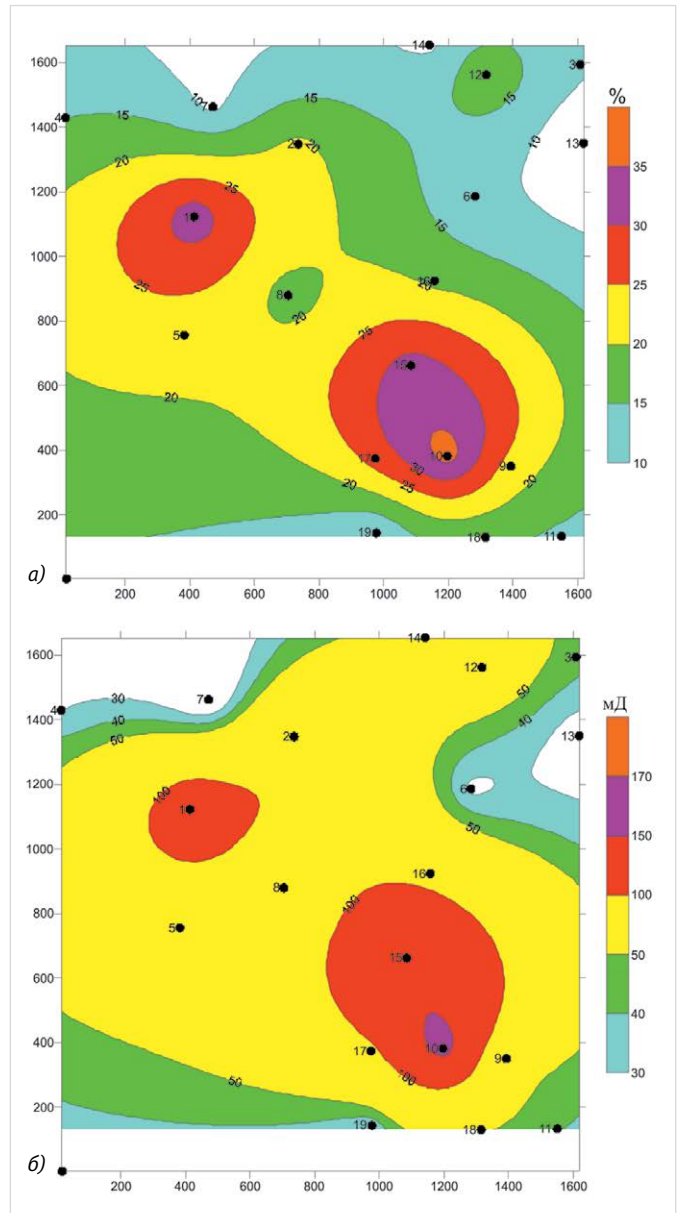


Рис. 8 — Карты распределения ФЕС в продуктивном пласте Битумного месторождения
а) карта пористости; б) карта проницаемости
Fig. 8 — Maps of filtration-capacitive properties distribution in the productive formation of the Bitumen field
a) porosity map; b) permeability map

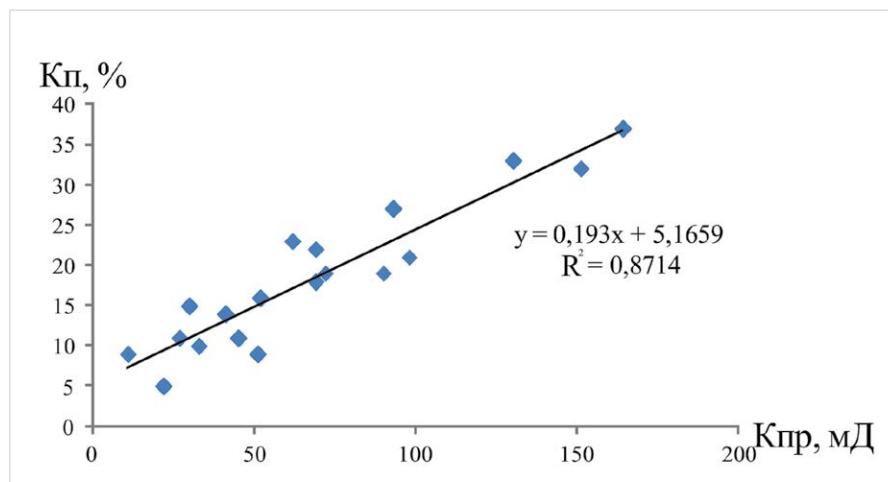


Рис. 7 — Корреляционная зависимость между средневзвешенными значениями пористости и проницаемости

Fig. 7 — Corellation dependence between weighted average values of porosity and permeability

Использовался керновой материал, отобранный из продуктивной толщи по 19 скважинам, пробуренным на месторождении. Всего на ФЕС было исследовано 478 образцов, отобранных с шагом 0,2–0,25 м из пачки шешминских песчаников. Для каждой скважины были рассчитаны средневзвешенные значения пористости и проницаемости (таб. 2). Как видно на графике зависимости пористости и проницаемости (рис. 7), оба параметра имеют прямую зависимость с коэффициентом корреляции 0,87.

По данным таб. 2 с применением программного комплекса Surfer 8.0 (метод построения – Radial Basic Function) были построены карты распределения ФЕС на Битумном месторождении. По картам (рис. 8) видно, что наибольшие значения пористости и проницаемости локализованы в пределах центральных частей Придорожного и Южного поднятия; район Озерного поднятия характеризуется более низкими значениями ФЕС. Учитывая то, что толщина пласта-коллектора

здесь менее 15 м (таб. 1), можно сделать вывод о неэффективности применения технологии SAGD в пределах Озерного поднятия.

Как было сказано выше, необходимо четыре основных условия для возможности применения парогравитационного дренажа: литологическая однородность пласта-коллектора; толщина пласта; удаленность от зоны ВНК, высокая вертикальная проницаемость. В таб. 3 показаны критерии и возможность применимости исследуемой технологии в каждой залежи отдельно. Исходя из полученных данных и критериев применимости технологии парогравитационного дренажа, только на двух залежах возможно применение данной технологии выработки запасов СВН.

Итоги

- Пласт-коллектор на битумном месторождении представлен мелкозернистыми среднесцементированными песчаниками с равномерной пропиткой нефтью.
- Максимальные эффективные толщины выделены в пределах центральных частей локальных поднятий.
- Наилучшими ФЭС характеризуются центральные участки Придорожного и Южно-поднятий.

Выводы

Исходя из полученных данных применение технологии SAGD на Битумном месторождении возможно на Придорожном и Южном поднятии, так как именно здесь выполняются все критерии применимости данной технологии. Так как наибольшая эффективная толщина пласта-коллектора и самые высокие значения вертикальной проницаемости

находятся в центральных частях залежей, азимуты горизонтальной части стволов скважин следует ориентировать от периферии к центру залежей.

Список литературы

1. Вафин Р.Ф., Николаев А.Г., Валеева Р.Д. Породы-коллекторы сверхвязких нефтей уфимского комплекса Больше-Камеского месторождения // Ученые записки Казанского Государственного университета. Естественные науки. Т. 152. 2010. С. 216–225.
2. Гатиятуллин Н.С. Особенность пространственного размещения пермских битумов и нижележащих залежей нефтей на территории Республики Татарстан // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. Т.5. №3 [Электронный ресурс]. Режим доступа http://www.ngtp.ru/rub/9/34_2010.pdf
3. Курочкин Б.М. Технологии добычи природных битумов термогравитационным методом // Бурение и нефть. 2007. №2. С. 29–33.
4. Малофеев В.В. Геологическое обоснование повышения эффективности освоения месторождений сверхвязких нефтей и природных битумов Татарстана. М.: 2011. 24 с.
5. Николаева М.В. Атласов Р.А. Обзор технологий разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов в условиях многолетнемерзлых пород // Нефтегазовое дело. 2015. Т. 13. №4 С. 126–131.
6. Пшеницын М.И. Метод парогравитационного дренажа (SAGD) // Арматуростроение. 2014. №4. С.72–75.
7. Рузин Л.М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика). Ухта: УГТУ, 2014. 127 с.
8. Свириденко Н.Н. Закономерности термических превращений компонентов природных битумов. Томск, 2016. 134 с.
9. Сюрин А.А. Методический подход к геологическому 3D-моделированию шешминского горизонта месторождений сверхвязкой нефти (СВН) на основе литолого-фациального анализа. Молодежная научно-практическая конференции, тезисы докладов. Казань, 2017. [Электронное издание]. Режим доступа <http://www.antat.ru/ru/izdatelstvo-fen/izdaniya/books/Sbornik2017.pdf>
10. Троепольский В.И. Пермские битумы Татарии. Казань: КГУ, 1976. 223 с.
11. Успенский Б.В. Шарипова Н.С. Халиуллина С.В. Ранжирование месторождений сверхвязких нефтей по особенностям углеводородного состава на примере Черемшано-Бастрыкской зоны. Булатовские чтения, сборник статей. Краснодар, 2017.
12. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Шаргородский И.Е., Войтович Е.Д. и др. Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан. Казань: ФЭН, 2007. 295 с.
13. Шандрыгин А.Н., Нухаев М.Т., Тертычный В.В. Разработка залежей тяжелой нефти и природного битума методом парогравитационного дренажа // Нефтяное хозяйство. №7. 2006. С. 92–97.



ПОЛИУРЕТАНЫ СИЛОКСАНЫ (СИЛИКОНЫ)

Научно-производственная фирма ООО «СУРЭЛ» образована в 1991 году. Является ведущим предприятием по производству силиконовых и уретановых эластомеров.

НОМЕНКЛАТУРА ПРОДУКЦИИ:

1. ПОЛИУРЕТАНЫ

- преполимеры (форполимеры) на основе простых и сложных полиэфиров для изготовления эластомеров твердостью по Шору А от 35 до 95, по Шору D – до 60.
- преполимеры (форполимеры) для производства пластиков серии СУРЭЛ-ПЛАСТ твердостью по Шору D: 70,75,80.
- преполимеры (форполимеры) на основе поликапролактона для производства эластомеров.

Эластомеры характеризуются: маслостойкостью в сочетании с гидролитической стабильностью, сочетанием эластичности при низких температурах и повышенной теплостойкости. Твердость по Шору А: 60,75,90.

- защитные полиуретановые покрытия (АИП);
- универсальное связующее для резиновой крошки;
- композиции уретановые на основе простых и сложных полиэфиров для получения уретановых эластомеров «холодного» отверждения;
- радиационно-термо-морозо-агрессивостойкие фторуретаны;
- отвердители полиуретанов.

2. СИЛОКСАНЫ (СИЛИКОНЫ)

- силиконовые композиции, компаунды и герметики для электроники и других областей.

Номенклатура продукции разработана с учетом всех возможных требований. Вместе с тем, мы готовы разработать новые продукты в соответствии с техническими требованиями заказчика.



ООО «СУРЭЛ»

190020, Россия, г. Санкт-Петербург
Старо-Петергофский пр. д.18 лит. Е пом. 7Н
т.: (812) 7865039, 747-29-62, 252-76-76, 327-54-94
ф.: +7 (812) 786-50-39,252-76-76,327-91-76
surel@sp.ru

Evaluation of the possible use of the SAGD at the superviscous oil field in the Republic of Tatarstan

Authors:

Radmir R. Khaziev — research scientist of the geological and ecological modeling laboratory¹; radmir361@mail.ru
Evgenia E. Andreeva — senior research scientist of the geological and ecological modeling laboratory¹; eee8277@rambler.ru
Anna G. Baranova — senior research scientist of the geological and ecological modeling laboratory¹; anna.genn@mail.ru
Liliya Z. Anisimova — research scientist of the geological and ecological modeling laboratory¹; anislz@mail.ru
Rustem F. Vafin — senior lector of the oil and gas geology department²; varus13@mail.ru
Miliausha F. Salakhova — lab researcher of the Scientific Research Laboratory for 'X-ray computer tomography' of the Strategic Academic Unit 'EcoNefT'²; milkatatar@mail.ru

¹IPEN Tatarstan Academy of Sciences, Kazan, Russian Federation

²Institute of Geology and Petroleum Technologies KFU, Kazan, Russian Federation

Abstract

Easy-to-recover oil reserves become systematically depleted in both the Republic of Tatarstan territory and along the complete Volga-Ural region, which requires placing alternative hydrocarbon crude sources on production. The Ufimian and Kazanian oil-gas play superviscous oils (hereinafter – SVO) are an alternative to Devonian light oils in the RT territory. However, the SVO reserve recovery process differs radically from the traditional methods applied at the Devonian oil and gas play light oil pools. One of the most efficient methods of the SVO reserve recovery is Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD). This work emphasizes the most prospective areas where the

SAGD technology can be applied, based on the analysis of the reservoir properties distribution at one of the SVO fields.

Materials and methods

Table data of the of core sample examination of the Ufimian bituminous sandstones.

Results

- The evenly petrolied compact-grained moderately cemented sandstones present reservoir bed at the bituminous field.
- Maximum efficient thicknesses are outlined within the central areas of the local elevations.
- The best porosity & permeability properties characterize the central areas of the Pridirozhnoye and Yuzhnoye elevation.

Conclusions

Based on the obtained data, the application of the SAGD technology at the Bitumnoye field is possible at the Pridirozhnoye and Yuzhnoye elevation as it is only here where all criteria of the applicability of this technology are met. As the most efficient thickness of the reservoir bed and the highest values of the vertical permeability are in the central areas of the reservoir, the azimuths of the horizontal intervals of the well bores shall be directed from the periphery towards the deposit center.

Keywords

SAGD technology, superviscous oils, porosity & permeability properties distribution charts, the Ufimian sediments, oil reservoir

References

1. Vafin R.F., Nikolaev A.G., Valeeva R.D. *Porody-kollektory sverkhvyazkikh neftey ufimskogo kompleksa Bol'she-Kameskogo mestorozhdeniya* [Superviscous oil reservoir rocks of the Ufimian complex of the Bolshe-Kameskoye field]. *Uchenye zapiski Kazanskogo Gosudarstvennogo universiteta. Estestvennyye nauki*. Vol. 152, 2010, pp. 216–225.
2. Gatiyatullin N.S. *Osobennost' prostranstvennogo razmeshcheniya permskikh bitumov i nizhelezhachikh zalezhey neftey na territorii Respubliki Tatarstan* [Peculiarity of the spatial distribution of the Permian bitumen and underlying oil deposit in the territory of the Republic of Tatarstan]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2010, Vol. 5, issue 3. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/9/34_2010.pdf
3. Kurochkin B.M. *Tekhnologii dobychi prirodnykh bitumov termogravitatsionnym metodom* [Heat gravitational method of the natural bitumen extraction process]. *Burenie i nefT'*, 2007, issue 2, pp. 29–33.
4. Malofeev V.V. *Geologicheskoe obosnovanie povysheniya effektivnosti osvoeniya mestorozhdeniy sverkhvyazkikh neftey i prirodnykh bitumov Tatarstana* [Geological substantiation of the enhancement of efficiency of the superviscous oil and natural bitumen fields development in Tatarstan]. Moscow, 2011, 24 p.
5. Nikolaeva M.V. Atlasov R.A. *Obzor tekhnologiy razrabotki mestorozhdeniy tyazhelykh neftey i prirodnykh bitumov v usloviyakh mnogoletnemerzlykh porod* // [Review of the heavy crude and natural bitumen deposit development under conditions of the permafrost layers]. *Neftegazovoe delo*, 2015, issue 4, pp.126–131.
6. Pshenitsyn M.I. *Metod paragravitatsionnogo drenazha (SAGD)* [SAGD method]. *Armaturstroenie*, 2014, issue 4, pp. 72–75.
7. Ruzin L.M. *Metody povysheniya nefteotdachi plastov (teoriya i praktika)* [Enhanced oil recovery methods (theory and practice)]. Ukhta: *UGTU*, 2014, 127 p.
8. Sviridenko N.N. *Zakonomernosti termicheskikh prevrashcheniy komponentov prirodnykh bitumov* [Regularities of the thermal transformation of the natural bitumen components]. Tomsk, 2016, 134 p.
9. Syurin A.A. *Metodicheskii podkhod k geologicheskomu 3D-modelirovaniyu sheshminskogo gorizonta mestorozhdeniy sverkhvyazkoy neftey (SVN) na osnove litologo-fatsial'nogo analiza* [Methodical approach to the geological 3D modeling of the Sheshminsk horizon of the SVO fields based on the lithofacies analysis. Youth research-to-practice conference, theses]. Kazan, 2017.
10. Troepol'skiy V.I. *Permskie bitumy Tatarii* [The Permian bitumen of Tartary]. Kazan: *KSU*, 1976, 223 p.
11. Uspenskiy B.V. Sharipova N.S. Khaliullina S.V. *Ranzhirovanie mestorozhdeniy sverkhvyazkikh neftey po osobennostyam uglevodorodnogo sostava na primere Cheremshano-Bastrykskoy zony* [Ranking of the superviscous oils by the peculiarities of the hydrocarbon composition as exemplified by the Cheremshano-Bastrykskaya area. Bulatovskiy readings, collection of articles]. Krasnodar, 2017.
12. Khisamov R.S., Gatiyatullin N.S., Shargorodskiy I.E., Voytovich E.D. and oth. *Geologiya i osvoenie zalezhey prirodnykh bitumov Respubliki Tatarstan* [Natural bitumen geology and field development in the Republic of Tatarstan]. Kazan: *FEN*, 2007, 296 p.
13. Shandrygin A.N., Nukhaev M.T., Tertychnyy V.V. *Razrabotka zalezhey tyazhelykh neftey i prirodnogo bituma metodom paragravitatsionnogo drenazha* [Heavy crude and natural bitumen field development using the SAGD method]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2006, issue 6, pp. 92–97.