

УДК 622.276.5:553.984

**СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ  
СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ  
РАСТВОРИТЕЛЕЙ**

<sup>1</sup> М.Р. Якубов, <sup>2</sup> М.И. Амерханов

<sup>1</sup> Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова  
КазНЦ РАН

<sup>2</sup> ПАО «Татнефть»

**PRESENT STATE OF HEAVY OIL RECOVERY WITH  
SOLVENTS**

**M.R. Yakubov, M.I. Amerkhanov**

<sup>1</sup> A.E. Arbuzov Institute of Organic and Physical Chemistry Kazan  
Research Center of the Russian Academy of Sciences

<sup>2</sup> PJSC TATNEFT

**E-mail: yakubovmr@mail.ru, yakubov@iopc.ru**

**Аннотация.** Мировой опыт по использованию растворителей в технологиях добычи тяжелых (сверхвязких) нефтей и битумов свидетельствует о целом ряде неоспоримых преимуществ подобных технологий. При использовании растворителя появляется возможность освоения тонких продуктивных пластов, значительно сокращается или полностью исключается использование воды, существенно снижаются капитальные и эксплуатационные затраты, а общее энергопотребление снижается до 85%. Результаты пилотных проектов в настоящее время показывают, что подобные технологии остаются экономически жизнеспособными даже в условиях низкой цены на нефть. Использование растворителя на основе только легких насыщенных углеводородов приводит к образованию в поровом пространстве асфальтеновых

отложений. В составе композиционного растворителя могут использоваться различные синтетические и природные амфифильные вещества, обладающие свойствами ингибирования процесса осаждения асфальтенов.

**Abstract.** Well-known technology of solvent-based recovery of heavy (extra-viscous) oils and bitumens has a number of indisputable advantages. They include the possibility of development of thin oil reservoirs, reduced or zero water consumption, significant decrease in the capital and operating expenditures, and reduction of the overall power consumption up to 85%. The results of the current pilot projects show that this technology is competitive even in conditions of low oil prices. It was established that application of the composite solvent based on the light saturate hydrocarbons only leads to deposition of asphaltenes in the pore space. Various synthetic and natural amphiphilic substances behaving as inhibitors of asphaltene deposition process can be used in the composite solvent.

**Ключевые слова:** добыча тяжелой нефти, закачка растворителя, отложения асфальтенов.

**Key words:** heavy oil recovery, solvent injection process, asphaltene deposits.

В настоящее время основной объем добычи СВН скважинными методами основан на паротепловом воздействии, например, в Канаде это циклическая закачка пара (CSS – Cyclic Steam Stimulation) и парогравитационное дренирование (SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage). Проблемы подобных технологий это, прежде всего, энергозатратность и необходимость глубокой очистки воды для парогенераторов. Главным критерием в паротепловых методах является

доступность топливных ресурсов, используемых для выработки пара, при этом для добычи одной тонны СВН требуется в среднем сжечь около 300 кг условного топлива, в качестве которого зачастую используется природный газ.

Результаты пилотных проектов в Канаде [1] подтвердили перспективность использования совместной закачки пара и растворителя для повышения эффективности добычи тяжелых нефтей и битумов (сверхвязких нефтей). Совместное использование растворителей с паром значительно улучшает энергетическую эффективность за счет уменьшения количества тепла для необходимого снижения вязкости битума. В результате снижаются операционные затраты, а также выбросы углекислого газа, что считается важным с экологической точки зрения. Несколько проектов по совместной закачке пара и растворителя реализованы различными компаниями [2-8]:

- SAP (Solvent Aided Process);
- SA SAGD (Solvent Assisted SAGD);
- ES SAGD (Expanding Solvent SAGD);
- SC-SAGD (Solvent Cyclic SAGD);
- SCI (Solvent Co-Injection);
- SAS (Steam Alternating Solvent);
- LASER (Liquid Addition to Steam to Enhance Recovery).

Технологии в основном являются модификацией процесса SAGD для парных горизонтальных скважин и принципиальное отличие имеется только в случае метода LASER, который осуществляется совместно с циклической закачкой пара в одиночных скважинах.

Вышеперечисленные пилотные проекты осуществлялись несколькими компаниями (в основном «Imperial Oil» и «Cenovus Energy») на различных месторождениях, где в качестве углеводородного

растворителя в основном использовали легкие алканы и их смеси (пропан, бутан, пентан, гексан), а также газовый конденсат. В компании «Cenovus Energy» на месторождении Christina Lake в результате многолетних испытаний технологии SAP с использованием бутана выявлены основные преимущества при использовании растворителей по сравнению с базовым процессом SAGD:

- снижение паронефтяного соотношения на 25%;
- увеличение дебита скважин на 30%;
- увеличение общей добычи нефти на 15%;
- уменьшение количества скважин на 30%;
- снижение ежегодного использования топливного газа 3%;
- снижение нетопливных эксплуатационных расходов на 5-10%;
- снижение потребления воды;
- уменьшение занимаемой площади под промысловые объекты.

При использовании технологии SAP общий объем используемого растворителя составил 5% от объема добытой СВН. Основными минусами в технологии SAP отмечается необходимость 30% увеличения капитальных вложений и необратимые потери растворителя (до 10%) за весь период эксплуатации месторождения. Поэтому в подобных технологиях принципиально важным становится доступность и баланс цен на природный газ и углеводородные фракции.

По мнению зарубежных специалистов, несомненную важность приобретают вопросы создания адекватных моделей процессов нефтевытеснения при совместном воздействии пара и растворителя. Выявлено, что в совокупности эти два агента дают больше, чем сумма их частей. Взаимодействие между паром и перемещение растворителя в районе, прилегающем к паровой камере показывает, что растворитель выступает в качестве эффективного агента для повышения теплопередачи

между паром и нефтью. Создание надежных симуляторов требует понимания физико-химии и термодинамики происходящих процессов с учетом геологии нефтяных резервуаров. Все это не позволяет привычным образом применять стандартные подходы и становится уникальным для каждого месторождения.

К настоящему времени повышенное внимание уделяется разработке нетепловых методов добычи СВН из тонких маломощных пластов, где неприменимы варианты с использованием парогравитационного дренажа. Так, например, в Западной Канаде (провинция Saskatchewan), где сосредоточены примерно две трети запасов тяжелой нефти Канады (5,4 млрд. м<sup>3</sup> доказанных и вероятных), 55% содержится в залежах с толщиной пласта менее 5 м. Поэтому в настоящее время в Канаде рассматривается несколько вариантов добычи СВН с использованием чистого растворителя:

- CSP (Cyclic Solvent Process);
- JIVE (Joint Implementation of Vapor Extraction);
- N-Solv;
- ESEIEN (Enhanced Solvent Extraction Incorporating Electromagnetic Heating).

В компании «Imperial Oil» после 20 лет лабораторных испытаний в пилотном проекте тестируется технология CSP (Cyclic Solvent Process) на месторождении Cold Lake. В отличие от метода VAPEX (Vapour Extraction), где предполагалась закачка растворителя в системе парных горизонтальных скважин, технологии CSP или CSI (Cyclic Solvent injection) рассчитаны на одиночные скважины. Обычный способ CSI использует одну скважину поочередно как инжектор растворителя и как производитель нефти в режиме «Huff-n-puff». Типичный цикл CSI состоит из трех периодов: закачки растворителя, выдержки и добычи нефти. В результате исследований выявлено, что основным техническим

ограничением обычного CSI процесса является преждевременное восстановление вязкости нефти за счет высвобождения растворителя и связанная с ним потеря мобильности нефти во время пуска давления в период добычи. Для преодоления подобных технических недостатков в последние годы предлагаются некоторые вариации процесса - ECSP (Enhance CSP) [9], CP-CSI (Cyclic production with continuous solvent injection) [10] и GA-CSI (Gas flooding-assisted cyclic solvent injection) [11]. Например, в ECSP в качестве растворителя используются два компонента – метан и пропан. Метан обеспечивает охват пласта воздействием, а пропан снижает вязкость нефти. Анализ полученных результатов также свидетельствует об ограниченности использования пропана для поддержания требуемой вязкости нефти, что предполагает необходимость использования более высококипящих углеводородов и нефтяных фракций. Поэтому в пилотном проекте CSP в качестве базового растворителя используется пропан-бутановая смесь и дополнительно оцениваются другие растворители. Проект в \$100 млн. частично финансируется правительством провинции Альберта, в том числе \$10 млн. поступило от некоммерческой корпорации по контролю за изменением климата и управлению выбросами Climate Change and Emissions Management Corporation (CCEMC).

Другой компанией, участвующей в изучении и разработке подобных технологий, является Suncor Energy Inc. В настоящее время компания участвует в двух пилотных проектах, финансируемых совместно с CCEMC.

Первая, технология N-Solv отрабатывается на пилотной установке из семи наблюдательных скважин, одной пары горизонтальных скважин (нагнетательная + добывающая), а также наземных объектов для разделения нефти и растворителя, в качестве которого используется бутан, нагретый примерно до 60°C. Проект получил \$10 млн. от CCEMC к его

совокупным капитальным затратам приблизительно в \$56 млн. Начиная с момента запуска в январе 2014г. произведено более 60 тыс. баррелей нефти, при достигнутой суточной добыче 250-300 баррелей. Технология N-Solv остается экономически жизнеспособной даже в условиях низкой цены на нефть. Принципиальным преимуществом N-Solv является возможность реализации технологии в тонких пластах. Также, для N-Solv показано снижение капитальных затрат более чем на 40% по сравнению с SAGD в основном за счет отсутствия необходимости в парогенераторах и установок по водоподготовке. Кроме того, утверждается, что в процессе N-Solv за счет облагораживания нефти в пласте снижается вязкость, коксуемость и содержание металлов.

Второй проект ESEIEH (Enhanced Solvent Extraction Incorporated Electromagnetic Heating), поддержанный консорциумом нескольких компаний («Suncor Energy», «Devon Canada», «Nexen Inc.», «Harris Corp.»), является комбинированной технологией закачки растворителя с предварительным электромагнитным прогревом пласта. По данной технологии, разработанной компанией «Harris Corp.» (США), электромагнитный нагрев применяется таким же образом, как в микроволновой печи, но использует радиоволны низкой частоты. Излучатели в стволах скважин генерируют электромагнитные волны и после того, как залежь нагрета, вводят растворитель. CCEMC внес \$16,5 млн. в проект, который включает инвестиции на \$33 млн.

При использовании чистого растворителя появляется возможность освоения тонких продуктивных пластов, исключается использование воды, существенно снижаются капитальные и эксплуатационные затраты, а общее энергопотребление снижается на 85%. Уровень безубыточности технологии N-Solv, как ожидается, составит ниже \$30 за баррель нефти WTI. Практика показывает, что закачиваемые в пласт растворяющие смеси должны быть преимущественно газообразными, чтобы происходило

заполнение свободного порового пространства пласта, возникшего в результате его разработки первичными методами. Кроме того, данные растворяющие смеси должны обладать хорошей растворимостью в нефти, а также быть легкодоступными и относительно недорогими.

В случае использования в качестве растворителей легких алканов необходимы данные об объемах осаждающихся в пласте асфальтенов, а также разработка способов ингибирования их осаждения. Возможными способами предотвращения осаждения асфальтенов является использование добавок ароматических углеводородов или применение стабилизаторов (ингибиторов) асфальтенов. В разное время в лабораторных условиях многими исследователями было проанализировано влияние различных химических реагентов на процесс осаждения асфальтенов из нефти, а также на растворение осадка асфальтенов в модельных смесях [12-17]. В работе [18] исследовали влияние трех групп добавок: ароматических углеводородов, гетероатомных ароматических соединений (O, S, N) и растворителей-доноров водорода (тетралина, декалина) на процесс осаждения асфальтенов. Было установлено, что все добавки, за исключением соединений, в состав которых входит азот, ингибируют осаждение асфальтенов. В ряду толуол-нафталин-фенантрен с увеличением молекулярной массы происходит увеличение эффективности добавки. Тoluол и изомеры ксилола растворяют асфальтены, причем ксилол более эффективен, чем толуол. Нонилфенол более эффективен, чем толуол и изомеры ксилола, что объясняется наличием алкильной цепочки, полярной гидроксильной группы и сродством к асфальтенам. В работе [19] установили, что при отношении алканов к ароматике меньше 7 выпадение асфальтенов не произойдет, а при отношении больше 8 существует вероятность выпадения асфальтенов.

Использование ароматических углеводородов будет существенно повышать стоимость растворителя, а также создавать экологические

проблемы. В качестве альтернативы можно использовать сольватирующие химические реагенты, т.н. ингибиторы асфальтенов, которые в отличие от ароматических углеводородов могут отвечать нормам экологической безопасности.

В зависимости от химических и структурных характеристик ингибитора асфальтенов, характеристик нефти (содержания смол, асфальтенов и ароматических соединений) их эффективность может различаться [20]. В качестве ингибиторов асфальтенов предлагается использовать как природные ингибиторы, такие как нефтяные смолы и деасфальтизаты [21], так и синтетические амфифилы на основе алкилфенолов или алкилсульфокислот [18]. Добавление ароматических нафталина и фенантрена также ингибирует процесс осаждения асфальтенов [22]. Для предотвращения осаждения асфальтенов могут использоваться производные алкилбензола [23, 24] с полярными головными группами и умеренно длинными алкильными хвостами. Они обладают достаточно хорошей эффективностью ингибирования.

Для понимания процессов образования осадков асфальтенов в пласте при закачке растворителей на основе легких алканов необходимо физическое моделирование на специальных установках с использованием различных методических подходов [25-27]. Кроме состава растворителя и свойств коллектора в подобных процессах необходимо учитывать влияние различных факторов, таких как, соотношение смол и асфальтенов в нефти, присутствие воды, глины и др. [29-32]. Создание надежных симуляторов требует понимания физико-химии и термодинамики происходящих процессов с учетом особенностей нефтяных резервуаров. Все это не позволяет привычным образом применять стандартные подходы и становится уникальным для каждого месторождения.

Важно отметить, что закачка растворителя требует значительного объема предварительных лабораторных работ, гидродинамического

моделирования, тестирования эмульсии, расширенных методов оценки дебитов и опытно-промышленных испытаний. После пилотного испытания необходимо проведение подробного экономического анализа для определения общего эффекта от закачки растворителя.

Ниже представлены необходимые этапы для реализации технологий добычи СВН с использованием растворителя:

1. Подбор растворителя исходя из стоимости, доступности, опасности в обращении и технологичности.
2. Лабораторное исследование совместимости растворителя с СВН и оценкой эффективности снижения вязкости и плотности.
3. Физическое и гидродинамическое моделирование процесса смешения растворителя с СВН в пластовых условиях.
4. Моделирование различных вариантов закачки с паром (циклический, гравитационный) для различных типов скважин. На этом этапе определяется продолжительность закачки растворителя и ряд других параметров.
5. Составление плана проведения промысловых испытаний, который должен также включать анализ внештатных рисков, проверку (точность) объемов закачки, проверка точности замеров по дебиту продукции скважин и регулярный (ежедневный) отбор проб жидкости для оценки изменений состава и свойств СВН в процессе.
6. После промыслового испытания меняется объемная концентрация растворителя к пару, чтобы определить дополнительное преимущество повышенной концентрации растворителя. Как правило, объемное соотношение растворитель-пар начинается с 10:90 и повышается до 30:70.
7. Проведение строгого и подробного экономического анализа результатов. Наиболее важным аспектом в данном случае является точная оценка начальных условий падения добычи в процессе только

паротеплового воздействия. Тогда можно рассчитать дополнительную добычу от закачки растворителя и затем сравнить с увеличением эксплуатационных расходов.

8. Последний, но важный этап состоит в «перекалибровке» первичной имитационной модели (CMG-Stars) на фактические результаты пилотных испытаний. Это позволяет в дальнейшем осуществлять моделирование с повышенной точностью на основе имеющихся результатов.

### Список литературы

1. Rassenfoss S. A tricky tradeoff - can adding a little solvent yield a lot more heavy crude? /JPT. - 2012. - №6. - P. 58-64.
2. Orr B. ES-SAGD: Past, Present, and Future. Paper SPE 129518 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 4-7 October 2009.
3. Boone T. An Integrated Technology Development Plan for Solvent-Based Recovery of Heavy Oil. Paper SPE 150706 presented at the SPE Heavy Oil Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait, 12-14 December 2011.
4. Stark S. Increasing Cold Lake Recovery by Adapting Steam flood Principles to a Bitumen Reservoir. Paper SPE 145052 presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 19-21 July 2011.
5. Gupta S., Gittins S. Semi analytical Approach for Estimating Optimal Solvent Use in Solvent Aided SAGD Process. Paper SPE 146671 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, 30 October-2 November 2011.
6. Edmunds N., Maini, B., Peterson, J. Advanced Solvent-Additive Processes by Genetic Optimization. // JCPT. - 2010. - №49 (09) – P.34-41.
7. Sharma J., Gates I.D. Dynamics of Steam-Solvent Coupling at the Edge of an ES-SAGD Chamber. Paper SPE 128045 at the SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, Mumbai, India, 20-22 January 2010.
8. Gates I.D. Design of the Injection Strategy in Expanding-Solvent Steam-Assisted Gravity Drainage. Paper at the Second CDEN International Conference on Design Education, Innovation, and Practice Kananaskis, Alberta, Canada, 18-20 July 2005.
9. Jamaloei B.Y., Dong M.Z., Mahinpey N., Maini B.B. Enhanced cyclic solvent process (ECSP) for heavy oil and bitumen recovery in thin reservoirs./ Energy&Fuels. - 2012.-№ 26(5). – P.2865–2874.
10. Jiang T., Zeng F., Jia X., Gu Y. An improved solvent-based enhanced heavy oil recovery method: cyclic production with continuous solvent injection. / Fuel. - 2014. - №115 – P.268–281.

11. Jia X., Zeng F., Gu Y. Gasflooding-assisted cyclic solvent injection (GA-CSI) for enhancing heavy oil recovery. / *Fuel*. - 2015 - №140 –P.344-353.
12. Yarranton H.W., Masliyah J.H. Molar mass distribution and solubility modeling asphaltenes / *AIChE J.* – 1996. –V. 42. - P.3533-3543.
13. Tojima M., Suhara S., Imamura M., A. Furuta Effect of heavy asphaltene on stability of residual oil / *Catal. Today*. –1998. –V.43. –P.347-351.
14. Rogel E. Theoretical approach to the stability of visbroken residues / *Energy & Fuels*. – 1998. -V.12. –P.875-880.
15. Schabron J.F., Speight J.G. The Solubility and Three-Dimensional Structure of Asphaltenes / *Pet. Sci. Technol.* –1998. –V.16. - P.361.
16. Koots J.A., Speight J.G. Relation of Petroleum Resins to Asphaltenes / *Fuel*. –1975. – V.54. –P.179.
17. Miadonye A., Evans L. 'The Solubility of Asphaltenes in Different Hydrocarbon Liquids. *Petroleum Science and Technology*. – 2010. - V.28 (14). - P.1407 — 1414.
18. Ghouloum E.F., Al-Qahtani M., Al-Rashid Ab. Effect of inhibitors on asphaltene precipitation for Marrat Kuwaiti reservoirs / *Journal of Petroleum Science and Engineering*. –2010. –V.70. –P.99-106.
19. Rogel E. Effect of Inhibitors on Asphaltene Aggregation: A Theoretical Framework / *Energy Fuels*. -2011. -25. -P.472–481.
20. Clarke P.P., Pruden B.B. Asphaltene precipitation: detection using heat transfer analysis, and inhibition using chemical additives / *Fuel*. -1997. -V.76. -№7. -P.607-614.
21. Chang C.-L. , Fogler H.S. Asphaltene Stabilization in Alkyl Solvents Using Oil-Soluble Amphiphiles / *SPE* 251 85. -1993. -P.339-345.
22. Naseri A., Nikazar M., Dehghani S. The Role of Inhibitors' Molecular Structure on Asphaltene Deposition in Reservoir Conditions / *Petroleum Science and Technology*. – 2011. –V.29. –I.10. –P.988-999.
23. González G., A. Middea Peptization of asphaltenes by various oil soluble amphiphiles / *Colloids Surf.* -1991. –V.52. -P.207–217.
24. Oh K., M.D. Deo Effect of organic additives on the onset of asphaltene precipitation / *Energy Fuels*. –2002. –V.16. –P.694.
25. Ahmadloo F., Asghari K., Henni A., N. Freitag Experimental Investigation of Capillarity and Drainage Height Roles in the Vapor Extraction Process / *Petroleum Science and Technology*. – 2013. – V.31 (2), P. 204-214.
26. Mohammadzadeh O., Rezaei N., Chatzis I. Pore-Level Investigation of Heavy Oil and Bitumen Recovery Using Solvent –Aided Steam Assisted Gravity Drainage (SA-SAGD) Process. / *Energy & Fuels*. – 2010. – V. 24. – P. 6327–6345.
27. Ali Yazdani, Brij B. Maini. Modeling of the VAPEX Process in a Very Large Physical Model. / *Energy & Fuels*. - 2008. - V. 22. - P. 535–544.
28. Mukhametshina A., Kar T., Hascakir B.,. Asphaltene precipitation during bitumen extraction with expanding solvent steam assisted gravity drainage (ES-SAGD): effects on pore-scale displacement. / *SPE J.*21. – 2016.- P.380–392.
29. Mohammadzadeh O., Rezaei N., Chatzis I. Production Characteristics of the Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) and Solvent-Aided SAGD (SA-SAGD) Processes

- Using a 2-D Macroscale Physical Model. / Energy Fuels. – 2012. – V. 26. - P. 4346–4365.
30. Kar T., Ovalles C., Rogel E., Vien J., Hascakir B. The residual oil saturation determination for steam assisted gravity drainage (SAGD) and solvent-SAGD. / Fuel. – 2016. - V. 172. - P.187–195.
31. Kar T., Hascakir B. The role of resins, asphaltenes, and water in water–oil emulsion breaking with microwave heating. / Energy Fuels. – 2015. – V. 29(6). - P. 3684–3690.
32. Kar T., Mukhametshina A., Unal Y., Hascakir B. The effect of clay type on steam assisted gravity drainage performance. / J. Can. Pet. Technol. - 2015. – V. 54(6). - P. 412–423.

**Сведения об авторах**

*Якубов Махмут Ренатович*, кандидат химических наук, доцент, заведующий, лаборатория переработки нефти и природных битумов (ПНПБ), Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова Казанского научного центра Российской академии наук, г. Казань, Российская Федерация

E-mail: yakubovmr@mail.ru, yakubov@iopc.ru

*Амерханов Марат Инкилапович*, кандидат технических наук, начальник, управление по добыче сверхвязкой нефти, ПАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина, г. Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: ami@tatneft.ru

**Authors**

*M. R. Yakubov*, PhD, Assistant Professor, Chief of Crude Oil and Natural Bitumen Treatment Laboratory, Arbuzov Institute of Organic and Physical Chemistry–Kazan Research Center of the Russian Academy of Sciences, Kazan, Russian Federation

E-mail: yakubov@iopc.ru, yakubovmr@mail.ru

*M.I. Amerkhanov*, PhD, Head of Heavy Oil Production Administration – PJSC TATNEFT, Almeteyevsk, Republic of Tatarstan, Russia

E-mail: ami@tatneft.ru

**Якубов Махмут Ренатович**

**420088, Российская Федерация, Республика Татарстан,**

**г. Казань, ул. Академика Арбузова, д.8**

**Тел.: (843) 272-73-44**

**E-mail: yakubovmr@mail.ru, yakubov@iopc.ru**