

# ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ДОБЫЧИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ МЕТОДОМ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА



В. П. Пименов, профессор



В. В. Шако, доцент



Д. В. Клемин, аспирант

Российский государственный геологоразведочный университет

Одной из примечательных тенденций в развитии мировой нефтяной индустрии является существенное увеличение числа разрабатываемых месторождений тяжелых нефтей (ТН) и природных битумов (ПБ). Интерес к этим полезным ископаемым обусловлен несколькими факторами: наличием их огромных запасов, существенным увеличением цен на углеводородное сырье и, наконец, появлением технологий, обеспечивающих экономически эффективную разработку месторождений этих углеводородов.

Наблюдаемое в нашей стране в последнее время изменение структуры запасов нефти неизбежно приведет к необходимости более активного освоения имеющихся запасов ТН и ПБ. Следует отметить, что в 60–80-е годы прошлого века в Советском Союзе месторождения высоковязких нефтей довольно успешно разрабатывались с применением различных тепловых методов. Однако позже, в связи с известными событиями начала 90-х годов, число проектов по добыче высоковязких нефтей с применением высокотехнологичных процессов резко сократилось. Добыча высоковязких нефтей с использованием циклических паротепловых обработок скважин, закачки пара и горячей воды продолжалась только на отдельных месторождениях Сахалина, Республики Коми и Удмуртской Республики.

В последнее время в стране возрождается интерес к проблемам разработки месторождений высоковязких нефтей, ТН и ПБ. Наряду с осуществляемыми, пусть и в небольшом количестве, проектами промышленной разработки месторождений высоковязких нефтей с использованием традиционных тепловых методов, проводятся опытно-промышленные работы по внедрению нового метода добычи сверхтяжелых нефтей и природных битумов – парогравитационного дренажа – на Ярегском (Республика Коми) и Мордово-Кармальском (Республика Татарстан) месторождениях. Несомненно, этот метод может найти широкое применение у нас в стране. В этой связи анализ его преимуществ и недостатков, а также оценка перспектив использования на месторождениях России представляют большой интерес.

**В** настоящее время в Канаде, Венесуэле, США и ряде других стран ведутся интенсивные работы по совершенствованию технологических процессов и созданию новых технических средств разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. Согласно различным оценкам [1, 2], их мировые запасы составляют 9–13 трлн т и превы-

шают запасы обычных нефтей в 2,5–3 раза.

К числу новых тепловых технологий разработки месторождений сверхтяжелых нефтей и битумов следует отнести парогравитационный дренаж (ПГД, или SAGD), который стал активно применяться для промышленной разработки залежей природных битумов в Северной Аме-

рике. В настоящее время на территории Канады этим способом одновременно разрабатывается несколько месторождений [3]. В России проводятся опытно-промышленные работы по внедрению ПГД-процесса на двух месторождениях: Ярегском (Республика Коми) и Мордово-Кармальском (Республика Татарстан). Учитывая структуру запасов природных уг-

леводородов России, можно с уверенностью сказать, что парогравитационный дренаж найдет свое применение у нас в стране для разработки месторождений природных битумов и тяжелых нефтей.

Сущность этого метода разработки месторождений ТН и ПБ заключается в следующем. В пласте размещают пару параллельных горизонтальных скважин, расположенных одна над другой на расстоянии 5–10 м. Длина горизонтального участка скважин составляет 500–1000 м и более (рис. 1). Процесс начинается с цир-

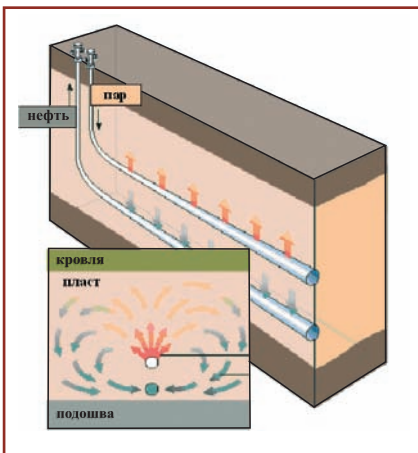


Рис. 1. Схема осуществления классического парогравитационного дренажа

куляции пара в обеих скважинах в течение нескольких месяцев. В результате прогрева вязкость нефти в коллекторе между скважинами уменьшается, что приводит к возникновению между ними гидравлической связи. Начиная с этого момента верхнюю скважину используют как инъекционную для нагнетания пара и создания в пласте высокотемпературной паровой камеры. На поверхности раздела камеры и холодных нефтенасыщенных толщин пар конденсируется в воду, которая вместе с разогретой нефтью под действием силы тяжести стекает к нижней – добывающей – скважине. Данная технология разра-

ботки месторождений природных углеводородов при соответствующей плотности сетки скважин может обеспечить высокие значения коэффициента извлечения нефти (КИН) – до 75 %.

Несмотря на очевидные достоинства парагравитационного дренажа, особенно с позиции полноты выработки таких трудноизвлекаемых запасов углеводородов, какими являются тяжелые нефти и природные битумы, метод не лишен недостатков, к которым в первую очередь необходимо отнести: необходимость использования плотной сетки скважин; существенные энергетические затраты; возможное резкое снижение эффективности процесса (уменьшение КИН). Особенно важным представляется решение проблем, связанных с устранением двух последних недостатков метода.

Одно из основных направлений сокращения энергетических затрат – уменьшение времени предварительного прогрева пласта и значения паронефтяного отношения (ПНО) в ходе осуществления основной фазы процесса. Снижение значений КИН в первую очередь связано с неоднородностью пласта по длине скважины: на участках с большой проницаемостью происходит быстрый рост паровой камеры, что приводит к прорыву пара в добывающую скважину, а на участках с малой проницаемостью процесс практически не идет. Решение указанных проблем должно основываться на мониторин-

ге ПГД-скважин, интерпретации его результатов и принятии решений по изменению параметров технологических процессов, а также на управлении процессом добычи.

**Мониторинг ПГД-скважин.** В первую очередь измеряют давление и температуру на отдельных участках или вдоль всей длины инъекционной и добывающей скважин. Для измерения давления в скважинах используют в основном три типа пьезометров: пневматические, vibration-wire и трубки уровня [4]. Точность измерения составляет около 0,035 МПа (0,35 бар) [5], разрешающая способность – 0,002 МПа (0,02 бар).

Для измерения температуры в процессе ПГД чаще всего используют термопары или распределенные датчики температуры (РДТ, или DTS). Существующие виды термопар [6] – ТХК, ТХА, ТПП, ТВР – обеспечивают погрешность измерения температуры 0,1–0,3 К при температурах до 1000 °С. При тепловых методах разработки тяжелых нефтей в скважинах обычно используют термопары ТХА (хромель-алюмелевые) диаметром 3 мм со стальной оболочкой.

РДТ-датчики [7] используют системы измерения температуры на базе оптоволоконна. Основными элементами таких систем являются источник излучения – импульсный лазер, оптическое волокно, протянутое по всей длине скважины, и светоприемное устройство (рис. 2). Импульс света, излучаемый лазером, проходит по всей длине оптического волокна. На каждом участке волокна происходит отражение части энергии светового импульса. Спектральный состав отраженного сигнала зависит от температуры участка волокна, на котором произошло отражение, а время прихода отраженного сигнала позволяет определить координату этого участка. Таким образом, РДТ позволяет в течение нескольких минут, не пре-

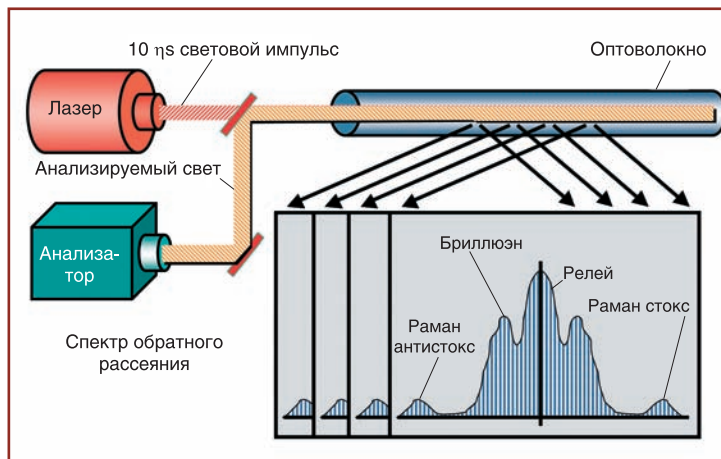


Рис. 2. Схема измерения температуры с помощью оптоволоконного датчика температуры

рыва технологического процесса, определять температуру по длине скважины (с разрешением около 1 м). Точность измерения составляет 0,1–1,0 К (в зависимости от времени накопления). Для уменьшения погрешности проводят многократные измерения температуры и их соответствующую статистическую обработку. Обычно оптоволоконный кабель устанавливают между насосно-компрессорной трубой и хвостовиком обсадной колонны.

**Интерпретация результатов мониторинга и принятие решений.** Результаты измерения давления и температуры в скважине содержат лишь косвенную информацию о параметрах паровой камеры и профиле притока нефти по длине скважины. Для интерпретации этих данных применяют различные модели, среди которых можно выделить: детальные модели, используемые в исследовательских целях и способные адекватно описывать все существенные физико-химические процессы в коллекторе и скважинах; качественные модели; приближенные модели, на основании которых принимаются решения в процессе эксплуатации скважины.

**Детальные численные модели.** Для создания детальной модели разработки используют гидродинамические симуляторы ECLIPSE, STARS, позволяющие решать задачи трехмерной трехфазной фильтрации нефти, воды и пара в поровом пространстве. Созданная компанией Schlumberger модификация гидродинамического симулятора ECLIPSE 500, учитывающая неизотермические эффекты, применяется для детального описания пластовых процессов, происходящих при различных видах термального воздействия (давление до 10 МПа, температура до 370 °С). Для моделирования горизонтальных скважин в пакете ECLIPSE используется опция многосекционной скважины (Multi-Segment Well). Данный пакет позволяет создавать как двумерные, так и трехмерные модели пласта. Моделирование парогравитационного дренажа с его помощью требует значительных вычислительных мощностей. Среднее вре-

мя расчета для двумерной модели составляет несколько часов. Расчет стадии разработки на трехмерной модели может занимать от нескольких дней до нескольких недель.

Симулятор компании CMG (Computer Modelling Group) STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) изначально разрабатывался для моделирования термального воздействия на пласт. В настоящее время большая часть моделей ПГД (SAGD)-проектов реализована на симуляторе STARS.

**Качественные модели.** Наиболее распространенный подход к управлению добычей при парогравитационном дренаже основан на разнице между температурой в добывающей

скважине и температурой насыщенного пара при давлении в этой скважине  $\Delta T_s$  [8, 9]. Величина  $\Delta T_s$  связана с толщиной слоя жидкости между дном паровой камеры и добывающей скважиной. Значение  $\Delta T_s = 0$  соответствует прорыву пара в добывающую скважину. Прорыв пара происходит при больших дебитах добывающей скважины и может привести к повреждению насосного оборудования, излишнему расходу энергии и увеличению ПНО, а также к интенсивному притоку песка, что пагубно сказывается на работе поверхностного и подземного оборудования.

Для устранения последствий прорыва пара прекращают его подачу в инжекционную скважину, закачива-



8-й ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ

# ФОРУМ ТЭК

[www.forumtek.ru](http://www.forumtek.ru)

8–10 АПРЕЛЯ 2008 САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

ВЫСТАВКИ  
•  
КОНФЕРЕНЦИИ  
•  
СЕМИНАРЫ  
•  
КРУГЛЫЕ СТОЛЫ

Оргкомитет

РЕСТЭК  
ВЫСТАВОЧНОЕ  
ОБЪЕДИНЕНИЕ

Тел.: (812) 320-6363

Факс: (812) 320-8090

E-mail: [forumtek@restec.ru](mailto:forumtek@restec.ru)

Информационные спонсоры

Интернет-партнер

Информационное сопровождение



ют в добывающую скважину холодную воду, проводят ремонтные работы. Если перечисленные операции выполнять неоперативно, паровая камера может деградировать. Таким образом, прорыв пара к добывающей скважине может привести к потере добычи, оборудования, времени, а в некоторых случаях и к полной остановке проекта. В то же время при низких темпах

отбора пластового флюида его уровень поднимается, паровая камера оказывается в верхней части резервуара, уменьшаются площадь ее контакта с резервуаром и скорость парогравитационного дренажа. Оптимальные значения  $\Delta T_s$  зависят от условий добычи и находятся в интервале 20–50 К [9].

*Приближенные модели.* Темпы отбора пластового флюида оказывают существенное влияние на развитие паровой камеры и эффективность парогравитационного способа разработки месторождений тяжелой нефти в целом. Однако первые теоретические и экспериментальные работы в этой области были посвящены исключительно определению скорости дренирования разогретой нефти по границам паровой камеры, оценке влияния формы камеры, относительной проницаемости компонентов и т. д. на эффективность процесса [10–12], т. е. в рассматриваемых моделях не учитывалось дренирование сконденсировавшейся воды, не было изучено влияние темпов отбора флюида, а температура в добывающей скважине принималась равной температуре в паровой камере. Очевидно, что эти модели не могут быть напрямую использованы для повышения эффективности парогравитационного дренажа.

Позже в работе [13] был учтен объем сконденсированной воды: на основании полевого опыта пилотных проектов [14]) его приняли равным 1,5–2,5 объема нефти, после чего был задан фиксированный темп отбора со значением несколько меньшим скорости дренирования флюида (нефть и вода) к скважине. В рабо-

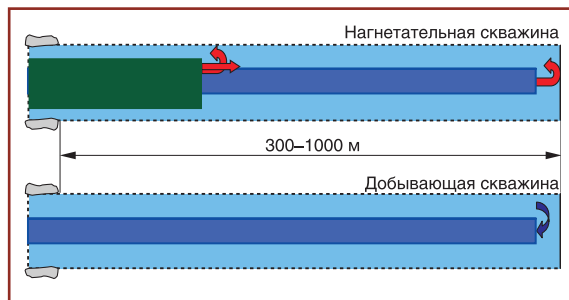


Рис. 3. Схема заканчивания скважин, используемая для парогравитационного дренажа

те [15] относительный объем сконденсированной воды определяется расчетом, что позволяет проводить более полный анализ влияния скорости отбора флюида на эволюцию паровой камеры.

Принципиальный недостаток всех приближенных моделей – предположение об однородности нефтяного пласта. Реальные свойства пласта (проницаемость, пористость) могут изменяться по длине скважины, что необходимо учитывать при интерпретации результатов мониторинга и принятии решений о режиме добычи. Разработка приближенных моделей, которые могут быть использованы в процессе эксплуатации ПГД-скважин в настоящее время продолжается.

**Управление процессом добычи** в ПГД-скважинах обеспечивается: изменением технологических параметров – давления и влажности подаваемого пара, скорости отбора флюида); специальной конструкцией инжекционной и добывающей скважин.

Конструкция инжекционной скважины должна обеспечить минимальный перепад давления по всей ее длине. Равномерная закачка пара в однородный пласт обеспечивает однородность притока и увеличивает производительность скважины за счет добычи нефти по всей длине скважины. С этой целью пар закачивают одновременно через пятку и мысок скважины. Доля пара, которая поступает в скважину через пятку (мысок), является еще одним технологическим параметром, который может служить для управления процессом добычи нефти.

К особенностям конструкции инжектора, позволяющим уменьшить

перепад давления в кольцевом зазоре нагнетательной скважины, следует отнести увеличение диаметра обсадной колонны с щелевыми продольными отверстиями и использование НКТ малого диаметра [8]. Используется также модификация конструкции инжектора, показанная на рис. 3. Наличие короткой НКТ, доходящей до 1/3 длины хвостовика, сокращает перепады давления по длине нагнетательной скважины. Дальнейшим развитием этой идеи является инъекция пара в затрубное пространство через ограниченное число выпускных отверстий, расположенных вдоль всей длины НКТ. В зависимости от размера этих отверстий и давления в НКТ режим истечения пара может быть критическим или дозвуковым [16, 17].

Целью применения всех вышеописанных конструкций инжекторов является поддержание постоянного давления пара по их длине и, в конечном итоге, обеспечение постоянного притока нефти по длине добывающей скважины. Следует подчеркнуть, что решение задачи на основе применения описанных конструкций возможно только в случае однородного (пористость, проницаемость) по длине скважины резервуара. Для гетерогенного резервуара необходима разработка более эффективных и универсальных способов контроля добычи. Это может быть, например, секционирование затрубного пространства (на стадии закачки пара) с помощью пакеров и инъекция пара в критическом режиме через отверстия в НКТ. Еще более эффективным, но технически более сложным являются секционирование добывающей скважины и откачка флюида преимущественно из тех секций, где (по результатам мониторинга) дно паровой камеры находится на большом расстоянии от добывающей скважины.

При разработке резервуара с небольшими значениями продуктивных толщин, когда бурение двух горизонтальных скважин невозможно, бурят одну горизонтальную скважи-

ну, спроектированную таким образом, чтобы одновременно играть роль как нагнетающей, так и добывающей. Преимущество такого метода состоит в экономии средств на бурение, но обустройство и эффективная эксплуатация скважины являются сложной технической задачей.

В последние годы эффективность ПГД предлагается повысить путем добавления в закачиваемый в скважину пар дымовых газов [18] или поверхностно активных веществ [19]. Согласно [18], инъекция дымовых газов позволяет уменьшить количество парниковых газов, выделяемых в атмосферу при разработке тяжелых нефтей тепловыми методами; кроме того, дымовые газы служат своеобразной оторочкой паровой камеры, что сокращает теплопотери через кровлю пласта. Поверхностно активные вещества увеличивают по-

движность нефти на границах паровой камеры и способствуют образованию пены, которая влияет на эволюцию паровой камеры [19].

Все изложенное выше свидетельствует о том, что проводимые в настоящее время интенсивные научные и технологические исследования, це-

люю которых является снижение себестоимости добычи и увеличение коэффициента извлечения нефти, способны уже в ближайшее время обеспечить высокую эффективность добычи ТН и ПБ даже при разработке существенно неоднородных продуктивных пластов. ■■■

#### Problems and Prospects of Heavy Oil Production by Method of Steam-Assisted Gravity Drainage

V. P. Pimenov, V. V. Shako, D. V. Klemin

In these latter days an interest is revived to the problems of high-viscosity HO (heavy oil) and NB (natural bitumen) field development. Along with the implementation of high-viscosity oil field commercial development project, though few in number, by traditional thermal methods some pilot projects are also under way, which are aimed at the application of a new method of very-heavy oil and natural bitumen production. It is a steam-assisted gravity drainage method, which is now in use at the Yarega (Komi Republic) and Mordovo-Karmalskoe (Republic of Tatarstan) oilfields.

The main concept and advantages are described of the steam-assisted gravity drainage (SAGD) method. Special attention is attached by the authors to SAGD borehole monitoring, interpretation of its results and to the process of decision making, as well as oil production process control. The authors have come to a conclusion that the evolution of the SAGD method based on the results of the on-going intensive research and engineering studies aimed at the reduction of production costs and enhancement of oil recovery efficiency in the nearest future may significantly enhance the efficiency of HO and NB production even from non-uniform reservoirs.



#### Список литературы

1. Report of US Department of Energy, March, 2001.
2. Meyer R. F., Attanasi E. D. Heavy Oil and Natural Bitumen – Strategic Petroleum Resources // U. S. Geological Survey, Fact Sheet 70–03, August, 2003.
3. Шандрыгин А. Н., Тертычный В. В., Нухаев М. Т. Разработка залежей тяжелой нефти и природного битума методом парогравитационного дренажа // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 7. – С. 92–96.
4. Chalifoux G. V., Taylor R. M. Reservoir Monitoring Methods and Installation Practices // CADE eNews, February, 2007.
5. Encana Corporation, «EnCana-Final Argument», 2003–023-arguments, 2003.
6. Экспериментальная и техническая петрология / Е. Н. Граменицкий, А. Р. Котельников, А. М. Батанова и др. – М.: Научный Мир, 2000.
7. Zhao Y.W. High Temperature Optical Fiber Temperature and Pressure Monitoring Technique and Application for Heavy Oil // Heavy Oil Conference, 2006. – P. 2006–785.
8. Vander Valk P., Yang P. Investigation of Key Parameters in SAGD Wellbore Design and Operation // 6<sup>th</sup> Canadian International Petroleum Conference, June 7–9, 2005. – P. 2005–116.
9. Edmunds N. Investigation of SAGD Steam Trap Control in Two and Three Dimensions // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2000. – Vol. 39. – № 1, January.
10. Butler R. M., Stephens D. J. The Gravity Drainage of Steam-Heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells // JCPT, 1981.
11. Butler R. M. A new Approach to the Modeling of the Steam Assisted Gravity Drainage // JCPT, 1985.
12. Butler R. M. Horizontal wells for the Recovery of Oil, Gas and Bitumen // Petroleum Society Monograph 2, 1994.
13. Egermann P., Renard G., Delamaide E. SAGD Performance Optimization Through Numerical Simulations: Methodology and Field Case Example // SPE 69690, 2001.
14. The Long Lake Project – The First Field Integration of SAGD and Upgrading / R. Kerr, J. Birdgeneau, B. Batt, P. Yang, G. Nieuwenburg, P. Rettger, J. Arnold, Y. Bronicki // SPE 79072.
15. A New Analytical Model for the SAGD Production Phase / M. Nukhaev, V. Pimenov, A. Shandrygin, V. Tertychnyi // SPE 102084-PP, 2006.
16. Small G. P., Steam-Injection Profile Control Using limited Entry Perforations // SPE 13607, 1986.
17. Boone T. J., Youck D. G., Suns S. Targeted Steam injection Using Horizontal wells With Limited Entry perforations // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2001. – Vol. 40. – № 1, January.
18. Law David H.-S. Disposal of Carbon Dioxide, a Greenhouse Gas, for Pressure Maintenance in Steam-Based Thermal Process for Recovery of Heavy Oil and Bitumen // SPE 86958.
19. Bagei S., Dogay S., Pamukcu Y., Yilmaz Y. Investigation of Surfactant-SAGD Process in Fractured Carbonate Reservoirs // Canadian international petroleum conference, 2004. – Paper 2004–087.