

**МЕТОД SAGD И ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ КАЗАХСТАНА****Заурбеков К.С., Баймухаметов М.А., Заурбеков С.А., Жанкиманова Г.Н.***Казахский Национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева, 050000, Алматы, Казахстан*

Аннотация. Добыча высоковязких нефтей в настоящее время становится все более актуальной в связи с истощением традиционных месторождений нефти и газа. В связи с истощением запасов средних и легких нефтей нефтегазодобывающей отрасли придется уделять все большее внимание освоению и вводу в промышленную разработку месторождений тяжелых, высоковязких трудноизвлекаемых нефтей. Добыча, подготовка и транспортировка таких нефтей часто осложняются и порой невозможны из-за ее низкой подвижности по причине высокой вязкости этой нефти. Поле научной деятельности при вводе в разработку тяжелых высоковязких нефтей расширяется. В мире легкие нефти извлекаются не более 50%, тяжелые высоковязкие нефти в пределах от 10 до 30% в зависимости от характеристики нефти, воды и коллектора. Для разработки залежей тяжелых нефтей наибольший интерес представляют тепловые методы добычи. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений делятся на два принципиально различных вида. Первый, основанный на внутрипластовых процессах горения, создаваемых путем инициирования горения коксовых остатков в призабойной зоне нагнетательных скважин с последующим перемещением фронта горения путем нагнетания воздуха (сухое горение) или воздуха и воды (влажное горение). Второй основан на нагнетании (с поверхности) теплоносителей в нефтяные пласты. Суть тепловых методов добычи заключается в закачке теплоносителя – пара в продуктивный пласт для снижения вязкости нефти. Из целого ряда тепловых методов наибольший интерес представляет технология парогравитационного воздействия на продуктивный пласт (SAGD).

Ключевые слова: высоковязкая нефть, тяжелая нефть, пар, парогравитационное воздействие.

**САГД ӘДІСІ ЖӘНЕ ҚАЗАҚСТАННЫҢ АУЫР МҰНАЙ КЕН ОРЫНДАРЫ ҮШІН
ҚОЛДАНУ МҰМКІНДІГІ****Заурбеков К.С., Баймухаметов М.А., Заурбеков С.А., Жанкиманова Г.Н.***Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ Ұлттық техникалық
зерттеу университеті, 050000, Алматы, Қазақстан*

Аңдатпа. Дәстүрлі мұнай-газ кен орындарының сарқылуына байланысты тұтқырлығы жоғары мұнай өндіру қазіргі кезде маңызды бола бастады. Ауыр мұнай кен орындарын игеру үшін термиялық алу әдістері үлкен қызығушылық тудырады. Термиялық өндіріс әдістерінің мәні мұнай тұтқырлығын төмендету үшін резервуарға жылу тасымалдағыш – бу айдау болып табылады. Мұндай мұнайды өндіру, дайындау және тасымалдау көбінесе күрделене түседі және кейде бұл мұнайдың жоғары тұтқырлығына байланысты оның төмен қозғалғыштығына байланысты мүмкін емес. Ауыр тұтқырлығы жоғары мұнайды игеруге енгізу кезінде ғылыми қызмет аясы кеңейде. Әлемде жеңіл мұнай 50%-дан аспайды, ауыр

тұтқырлығы жоғары мұнайдың, судың және коллектордың сипаттамаларына байланысты 10-нан 30%-ға дейін шығарылады. Ауыр мұнай кен орындарын игеру үшін жылу өндіру әдістері үлкен қызығушылық тудырады. Мұнай кен орындарын игерудің жылу әдістері түбегейлі әр түрлі екі түрге бөлінеді. Бірінші, негізделген внутривластовых процестер жану жолымен құрылатын бастамашыл жану кокс қалдықтарын кенді аймағында айдау ұңғымаларының кейіннен өткізуге майдан жану арқылы ауаны айдау (құрғақ жану) немесе ауаны және суды (ылғалды жану). Екіншісі жылу тасымалдағыштарды мұнай қабаттарына айдауға (бетінен) негізделген. Өндірудің жылу әдістерінің мәні мұнайдың тұтқырлығын төмендету үшін салқындатқыш – буды өнімді қабатқа айдау болып табылады. Бірқатар термиялық әдістердің ішіндегі ең қызықтысы – су қоймасының бу көмегімен тартылу стимуляциясының технологиясы (SAGD).

Түйінді сөздер: тұтқырлығы жоғары мұнай, ауыр май, бу, бу-гравитациялық әсер.

SAGD METHOD AND POSSIBILITY OF APPLICATION FOR HEAVY OIL FIELDS OF KAZAKHSTAN

Zaurbekov K.S., Baymukhametov M.A., Zaurbekov S.A., Zhankimanova G.N.

Satbayev University, 050000, Almaty, Kazakhstan

Abstract. The production of high-viscosity oils is now becoming more and more important due to the depletion of traditional oil and gas fields. For the development of deposits of heavy oils, thermal extraction methods are of greatest interest. The essence of thermal production methods is the injection of a heat carrier – steam into the reservoir to reduce the viscosity of oil. The extraction, preparation and transportation of such oils is often complicated and sometimes impossible due to its low mobility due to the high viscosity of this oil. The field of scientific activity during the commissioning of heavy high-viscosity oils is expanding. In the world, light oils are extracted no more than 50%, heavy high-viscosity oils in the range of 10 to 30%, depending on the characteristics of oil, water and reservoir. Thermal extraction methods are of the greatest interest for the development of heavy oil deposits. Thermal methods of oil field development are divided into two fundamentally different types. The first is based on intra-layer combustion processes created by initiating the combustion of coke residues in the bottom-hole zone of injection wells, followed by the movement of the combustion front by pumping air (dry gorenje gorenje gorenje gorenje gorenje) or air and water (wet gorenje). The second is based on the injection (from the surface) of heat carriers into oil formations. The essence of thermal extraction methods is the injection of a coolant – steam into a productive reservoir to reduce the viscosity of oil. Of a number of thermal methods, the most interesting is the technology of steam-assisted gravity stimulation of a reservoir (SAGD).

Key words: high-viscosity oil, heavy oil, steam, steam-gravity impact.

Введение

Месторождения нефти с небольшой глубиной залегания продуктивных пластов с фонтанирующей нефтью в настоящее время встречаются очень редко. Открываемые месторождения нефти характеризуются большой глубиной залегания продуктивных залежей. Добывать нефть становится все сложнее.

Эра легкой нефти (как по плотности, так и по легкости ее извлечения из недр) подходит к концу. Наступает эра тяжелой нефти.

По оценкам целого ряда ученых, легкая нефть кончится уже в первой половине этого века. В странах, не входящих в ОПЕК, она кончится еще раньше – через 20–25 лет. Но в целом нефтяные запасы еще далеки от

истощения. В недрах есть огромные запасы тяжелой, или, как ее еще называют, битумной нефти. Нефти, которую до недавнего времени даже не пытались добывать. За исключением разве что единичных экспериментальных попыток [1].

В последнее время наблюдается снижение объемов добычи нефти в связи с истощением крупных месторождений как в Казахстане, так и в мире. В связи с этим все большее внимание уделяется месторождениям с тяжелой нефтью и битумами.

Данные месторождения характеризуются высокой вязкостью нефти 10 000–45 000 мПа·с. Применяемые методы добычи таких нефтей должны обеспечить снижение вязкости и обеспечить текучесть нефти для ее извлечения.

Так, еще в 1987 г. на XII Мировом нефтяном конгрессе в г. Хьюстоне была принята общая схема классификации нефтей и природных битумов:

- легкие нефти – с плотностью менее 870,3 кг/м³;
- средние нефти – 870,3–920,0 кг/м³;
- тяжелые нефти – 920,0–1000 кг/м³;

- сверхтяжелые нефти – более 1000 кг/м³ при вязкости менее 10 000 мПа·с;
- природные битумы – более 1000 кг/м³ при вязкости свыше 10 000 мПа·с.

Природные битумы – это окисленные высоковязкие, плотные нефти жидкой, полужидкой и твердой консистенции с высоким содержанием серы, масел, смол и асфальтенов. Отличаются большим содержанием ванадия, никеля, молибдена и значительно меньшим (до 25%) содержанием бензиновых и дизельных фракций.

Обычно, когда говорят о тяжелой нефти, подразумевают как тяжелую нефть, так и сверхтяжелую нефть и часто природные битумы в том числе.

Разведанные мировые запасы тяжелой нефти на данный момент насчитывают, по данным Геологической службы США, порядка 3385 млрд баррелей (464 млрд т), их распределение по регионам мира показано на рисунке 1. Данные запасы представляют большой интерес в освоении объемов тяжелой нефти, но при этом существенно усложняется технология добычи и возрастают затраты на извлечение такой нефти.



Рисунок 1 – Мировые запасы тяжелой нефти [1]

Основная часть

Добыча тяжелой нефти требует применения новых, нетрадиционных подходов. Существуют различные способы разработки залежей тяжелых нефтей и природных битумов, которые различаются технологическими и экономическими характеристиками. Условно технологии и способы разработки залежей тяжелых нефтей и природных битумов, которые испытывались и нашли применение в практике добычи нефти, можно подразделить на три группы [2].

- карьерный и шахтный способы разработки;
- так называемые холодные способы добычи;
- тепловые методы добычи.

Правильный выбор той или иной технологии обуславливается геологическим строением и условиями залегания пластов, физико-химическими свойствами пластового флюида, состоянием и запасами углеводородного сырья, климатическими, географическими условиями и др.

В Канаде начиная с середины 80-х годов

XX века благодаря инвестициям в научно-исследовательские проекты в области тепловых методов добычи, а также с развитием технологии горизонтального бурения в Канаде была разработана технология парогравитационного воздействия с применением двух горизонтальных скважин, более известная в мировой промышленности как SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage). Технология SAGD стала промышленным стандартом разработки запасов битума на территории Канады [3].

В классическом понимании технология SAGD требует бурения двух горизонтальных скважин, расположенных параллельно одна над другой. Скважины бурятся через нефтенасыщенные толщины вблизи подошвы пласта. Расстояние между двумя скважинами, как правило, составляет 5 м. Длина горизонтальных стволов достигает 1000 м. Верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания пара в пласт и создания высокотемпературной паровой камеры, как показано на рисунке 2.

Технология добычи тяжелой нефти - SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage)



Рисунок 2 – Технология добычи тяжелой нефти методом SAGD

Процесс парогравитационного воздействия начинается со стадии предпрогрева, в течение которой (несколько месяцев) производится циркуляция пара в обеих скважинах. При этом за счет кондуктивного переноса тепла осуществляется разогрев зоны пласта между добывающей и нагнетательной скважинами, снижается вязкость нефти в этой зоне и тем самым обеспечивается гидродинамическая связь между скважинами [4].

На основной стадии добычи производится уже нагнетание пара в нагнетательную скважину. Закачиваемый пар из-за разницы плотностей пробивается к верхней части продуктивного пласта, создавая увеличивающуюся в размерах паровую камеру. На поверхности раздела паровой камеры и холодных нефтенасыщенных толщин постоянно происходит процесс теплообмена, в результате которого пар конденсируется в воду и вместе с разогретой нефтью стекает вниз к добывающей скважине под действием силы тяжести.

Рост паровой камеры вверх продолжается до тех пор, пока она не достигнет кровли пласта, после чего она начинает расширяться в стороны. При этом нефть всегда находится в контакте с высокотемпературной паровой камерой. Таким образом, потери тепла минимальны, что делает этот способ разработки выгодным с экономической точки зрения.

Первый пилотный проект SAGD был отработан канадскими разработчиками на крупнейшей в мире залежи природных битумов – на песчаниках Атабаска в Канаде. В течение первой стадии проекта в 1988 г. было пробурено три пары скважин с длиной горизонтального участка 60 м. В этих скважинах была отработана классическая схема парогравитационного дренажа. КИН по элементу составил 50%, а накопленное паронефтяное соотношение не превысило 2,5, что подтвердило экономическую рентабельность проекта. На следующей стадии проекта в 1993 г. была начата коммерческая

разработка залежи тремя парами скважин с длиной горизонтального участка 500 м. Для мониторинга процесса разработки была пробурена 21 наблюдательная скважина, оборудованная термopарами и пьезометрическими датчиками давления [5].

В другой крупнейшей по запасам тяжелых углеводородов стране Венесуэле первый пилотный проект SAGD был запущен в декабре 1997 г. Результаты опытных работ показали, что разработка залежей высоковязкой нефти (10 000–45 000 мПа·с) новым методом повышает КИН до 60% по сравнению с 10% при циклической паротепловой обработке скважин.

В соседней с нами России испытание метода парогравитационного дренажа проводится с 1999 г. на Ашальчинском месторождении (Республика Татарстан). Данное месторождение характеризуется небольшой глубиной залегания продуктивного пласта: кровля пласта – 72,2 м, подошва пласта – 110 м. Получены высокие результаты по парогравитационному воздействию на пласт. Так, добыча жидкости возросла в течение 8 лет с 14,6 тыс. т до 197,3 тыс. т, а нефти, соответственно, с 1 тыс. т до 39,8 тыс. т. При этом отмечается, что по мере выработки запасов вязкость добываемой нефти увеличивается, т. е. сначала добывается менее вязкая нефть, а затем по мере увеличения температуры и прогрева пласта начинает работать весь объем пласта, притекает нефть с более высокой вязкостью, и средняя вязкость нефти возрастает [6].

В Казахстане метод SAGD на текущий момент не нашел практического применения. Компанией Conoco Phillips был произведен анализ месторождений высоковязких нефтей и природного битума Казахстана с целью определения наиболее целесообразной технологии для месторождений Казахстана. На рисунке 3 (стр. 17) представлены технологии, наиболее подходящие для высоковязких месторождений Казахстана [7].



Рисунок 3 – Технологии добычи высоковязких нефтей

Как видно из рисунка 3, наиболее целесообразными технологиями для Казахстана являются SAGD и VAPEX. Применение той или иной технологии добычи обусловлено геологическими условиями, физико-химическими свойствами, состоянием и запасами и рядом других факторов.

Для месторождений с глубиной залегания продуктивных пластов с высоковязкой нефтью 200 м и до 1000 м наиболее перспективными являются технологии, относящиеся к тепловым методам добычи, к которым относятся [8]:

- циклическое нагнетание пара (CSS);
- вытеснение нефти паром (SD);
- парогравитационный режим закачки (SAGD);
- экстракция растворителем в паровой фазе (VAPEX);
- парогравитационное воздействие с добавкой растворителя – (ES-SAGD);
- процесс с добавкой растворителя – (SAP);
- чередование закачки пара и растворителя – (SAS).

При планировании разработки необходимо учитывать возможные проблемы, возникающие при эксплуатации подобных месторождений [9]:

- высокая депрессия в скважинах и низкие дебиты;
- влияние характеристик пласта – образование водного барьера, конусообразование, вспенивание нефти и др.;
- трудности при механизированной добыче и транспортировке;
- проблемы загрязнения окружающей среды при использовании пара, загрязнение воздуха и поверхности земли и т. д.;
- наличие источников воды при тепловых методах;
- очень низкие коэффициенты нефтеотдачи по сравнению с традиционными методами разработки нефтяных месторождений;
- необходимость дополнительной информации при мониторинге разработки;
- неопределенности прогноза добычи;
- борьба с выносом песка.

При использовании метода SAGD для добычи тяжелых нефтей существует несколько ключевых проблем, которые компании, использующие технологию SAGD, должны преодолеть, чтобы достичь рентабельности технологии, такие как:

- достижение максимальной энергоэффективности;
- оптимальный процесс разделение нефти и воды;

- очистка воды для повторного использования в производстве пара.

Необходимость модификаций SAGD обусловлена стремлением улучшить экономические показатели проектов, учесть конкретные геолого-физические условия месторождения, а также жесткими требованиями в области охраны окружающей среды. Проекты SAGD являются крупнейшими потребителями пресной воды в регионах добычи, а плата за выбросы парниковых газов при производстве пара уже в обозримом будущем может стать весомой статьей затрат [10].

При этом также надо отметить, что преимущества технологии парогравитационного дренажа (SAGD) – это:

- высокий коэффициент извлечения нефти (КИН) – при благоприятных условиях достигает 75%;
- процесс добычи нефти происходит непрерывно;
- баланс между получением пара в условиях забоя и потерями тепла, как результат – максимальные объемы извлечения;
- оптимальный суммарный паронефтяной коэффициент.

Заключение

Одним из основных ограничивающих факторов применения метода SAGD в Казахстане является, по нашему мнению, большая глубина залегания продуктивных пластов с высоковязкой нефтью, что

обуславливает проблему доставки теплоносителя к продуктивному пласту с заданной температурой пара. Температура теплоносителя является показателем эффективности применения метода SAGD, в связи с чем решение вопроса снижения потерь тепла в процессе доставки теплоносителя по колонне НКТ до продуктивного пласта является важной технической задачей, решение которой с минимальными затратами материальных ресурсов позволит повысить интерес добывающих компаний к применению данного метода SAGD.

Существующие способы снижения потерь тепла по колонне НКТ, такие как силикатно-эмалевое покрытие на внутреннюю поверхность внутренней трубы, применение многослойной экранной изоляции внутренней поверхности НКТ, применение 2-трубной колонны НКТ и нагрев внутренней колонны труб и т. д., не позволяют достичь существенного снижения потерь тепла по колонне труб и являются дорогостоящими способами, что ограничивает возможность их широкого применения.

Поиск новых технических решений, обладающих высокой степенью снижения потерь тепла при минимальной стоимости, является весьма актуальной задачей, которая позволит расширить область применения метода SAGD в Казахстане.

ЛИТЕРАТУРА

1. <https://vseonefti.ru/neft/tyazhelyaya-neft.html>.
2. Хайн Н. Геология разведка, бурение и добыча нефти. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2008. – 752 с.
3. Заурбеков К.С., Логвиненко А. Обзор и анализ научных статей по парогравитационному воздействию на пласты высоковязкой нефти. Труды Международных Сатпаевских чтений «Научное наследие Шахмардана Есенова», Алматы, КазНУ им. К.И. Сатпаева, 12–14 апреля 2017 г.
4. Butler R.M., Morkys I.J. A new process (VAPEX) for recovering heavy oils using hot water and hydrocarbon vapour // The Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1991. – Vol. 30. – № 1. pp. 97–106.
5. Sadler K.W. An EUB Review of In Situ Oil Sands Bitumen Production // SPE paper 30240-MS presented at SPE International Heavy Oil Symposium, 19–21 June, Calgary, Alberta, Canada. – 1995.
6. Хисамов Р.С., Амерханов М.И., Ханипова Ю.В. Изменение свойств и состава высоковязких нефтей при реализации технологии парогравитационного воздействия в процессе разработки Ашальчинского месторождения. – М.: Нефтяное хозяйство, 2016.

7. Технология добычи «тяжелой» нефти. : Материалы Евразийского энергетического форума Conoco Phillips (5 сентября 2008 г.).
8. Пшеницын М., ОАО «Удмуртнефть». Метод парогравитационного дренажа (SAGD). XVIII Международная специализированная выставка газовой промышленности РосГазЭссо, г. Санкт-Петербург, 7–10 октября 2014 г.
9. Оптимизация разработки месторождения тяжелой нефти. – 2006. : www.slb.com/oilfield. Schlumberger.
10. Метод парогравитационного дренажа (SAGD) : <https://vseonefti.ru/upstream/sagd.html>.

REFERENCES

1. <https://vseonefti.ru/neft/tyazhelyaya-neft.html>.
2. Hajn N. (2008) Geologija razvedka, burenie i dobycha nefi. – M.: ZAO «Olimp-Biznes». – 752 p.
3. Zaurbekov K.S., Logvinenko A. Obzor i analiz nauchnyh statej po parogravitacionnomu vozdejstvu na plasty vysokovjazkoj nefi. Trudy Mezhdunarodnyh Satpaevskih chtenij «Nauchnoe nasledie Shahmardana Esenova», Almaty, KazNITU im. K.I. Satpaeva, 12–14 aprelja 2017 g.
4. Butler R.M., Morkys I.J. A new process (VAPEX) for recovering heavy oils using hot water and hydrocarbon vapour // The Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1991. – Vol. 30. – № 1. pp. 97–106.
5. Sadler K.W. An EUB Review of In Situ Oil Sands Bitumen Production // SPE paper 30240-MS presented at SPE International Heavy Oil Symposium, 19–21 June, Calgary, Alberta, Canada. – 1995.
6. Hisamov R.S., Amerhanov M.I., Hanipova Ju.V. (2016) Izmenenie svojstv i sostava vysokovjazkih nefej pri realizacii tehnologii parogravitacionnogo vozdejstviya v processe razrabotki Ashal'chinskogo mestorozhdenija. – M.: Neftjanoe hozjajstvo.
7. Tehnologija dobychi «tjazhelej» nefi. : Materialy Evrazijskogo jenergeticheskogo foruma Conoco Phillips (5 sentjabrja 2008 g.).
8. Pshenicyn M., ОАО «Udmurtneft'». Metod parogravitacionnogo drenazha (SAGD). XVIII Mezhdunarodnaja specializirovannaja vystavka gazovoj promyshlennosti RosGazJesspo, g. Sank-Peterburg, 7–10 oktjabrja 2014 g.
9. Optimizacija razrabotki mestorozhdenija tjazhelej nefi. – 2006. : www.slb.com/oilfield. Schlumberger.
10. Metod parogravitacionnogo drenazha (SAGD) : <https://vseonefti.ru/upstream/sagd.html>.

Information about authors

1. Zaurbekov Kadyrzhan Seitzhanovich

PhD student, Satpayev University, Satpayev st., 22, Almaty, Kazakhstan

ORCID ID: 0000-0001-7425-7448

E-mail: kadmen.95@mail.ru

2. Baimukhametov Murat Abishevich

Candidate of physical and mathematical sciences, lecturer, Satpayev University, Satpayev st., 22, Almaty, Kazakhstan

ORCID ID: 0000-0002-8122-1387

E-mail: b_murat55@mail.ru

3. Zhankimanova Galiya Nurzhanovna (Corresponding author)

PhD student, Satpayev University, Satpayev st., 22, Almaty, Kazakhstan

ORCID ID: 0000-0003-3048-3990

E-mail: galiya_28@mail.ru

4. Zaurbekov Seitzhan Aryspekovich

Candidate of technical sciences, professor, Satpayev University, Satpayev st., 22, Almaty, Kazakhstan

ORCID ID: 0000-0001-8025-0824

E-mail: s.zaurbek@mail.ru