

Лекция 1. Обзор существующих технологий добычи высоковязкой и битумной нефти.

Одной из основных задач для нефтедобывающей отрасли и ОАО «Татнефть» в том числе является вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов залежей ВН, СВН и Б, поскольку только у ОАО «Татнефть» на государственном балансе числятся 25 млн. т извлекаемых запасов по категории С1, а в зоне деятельности компании имеются 141 месторождений ВН.

Способы добычи ВН и Б можно разделить на рудные, шахтно-скважинные и скважинные.

При рудном методе битум вместе с породой извлекается на поверхность, затем экстрагируется растворителями, паром и т.д. В РТ использование данного способа добычи было реализовано на Шугуровском месторождении, а на территории РФ – Ярегском месторождении. Серьезными ограничениями данного способа добычи являются следующие: необходима небольшая глубина залегания продуктивных пластов (не более 70 м); требование отсутствия в нефтяном газе взрывоопасных и вредных для здоровья компонентов; устойчивость пород, расположенных выше и ниже продуктивного пласта; высокая вязкость (более 30 тыс. мПа·с). Несмотря на то, что стоимость добычи существенно ниже себестоимости добычи паротепловыми методами, из-за жестких ограничений этот метод редко используется на территории РФ, в том числе и на территории РТ.

Разработка ВН и Б шахтно-скважинным способом осуществляется с помощью системы горных выработок и пробуренных в шахте скважин, при этом увеличивается охват продуктивного пласта, но несколько снижается коэффициент извлечения нефти (КИН). Этот метод имеет те же ограничения, что рудный метод, поэтому не получил широкого распространения в нашей стране.

Добыча ВН и Б с помощью скважинных способов в последнее время находит все более широкое применение. Предложены различные системы разработки, включающие в себя строительство как горизонтальных, так и вертикальных и наклонных скважин.

Одним из скважинных способов является заводнение для вытеснения Б, так называемый «холодный» метод добычи CHOPS (cold heavy oil production

with sand). Способ основывается на добыче нефти вместе с песком за счет разрушения слабосцементированного коллектора и создания в пласте соответствующих условий для движения смеси нефти и песка. Однако он накладывает ряд ограничений – это малая глубина залегания (до 200 м) и высокая проницаемость коллектора (более 1,5 Дарси). Существенным недостатком способа является низкий уровень добычи Б (КИН ниже 10%). Из-за очень низкого КИН этот метод практически не применяется на территории РФ.

Наиболее перспективными на сегодняшний день являются тепловые методы извлечения СВН и Б. Основы их применения были заложены И.М. Губкиным и развиты в работах А.Б. Шейнмана, И.А. Чарного, Э.Б. Чекалюка и Л.И. Рубинштейна. Исследования термодинамических процессов, происходящих в пласте, проводили так же Ж. Бурже, Ю.П. Желтов, Г.Е. Малофеев. Большой вклад в совершенствование тепловых методов разработки месторождений ВН и Б внесли И.Д. Амелин, Р.Ш. Абдулхаиров, А.А. Боксерман, Р.Р. Ибатуллин, В.И. Кудинов, А.Х. Мирзаджанзаде, Н.Л. Раковский, З.А. Янгуразова .

Одним из основоположников применения горизонтальных стволов (ГС) при тепловых методах стал Р.М. Батлер. В своих трудах он показал, что применение ГС для закачки пара в пласт позволит увеличить площадь контакта по стволу скважины с окружающей ее породой, за счет чего увеличивается зона прогрева пласта, и тогда нагретый битум или СВН становятся подвижными и могут отбираться как в гравитационном, так и в напорном режимах. Эту технологию развивали П. Янг, Н.Р. Эдмундс, С.Д. Гиттингс, Т.С. Онг.

Тепловые методы разработки залежей ВН и Б подразделяются на три основные группы: внутрислоевого горения, паротепловые обработки призабойных зон скважин, закачка в пласт теплоносителя (пар, вода и др.).

Для условий РТ на Мордово-Кармальском и Ашальчинском месторождениях СВН были опробованы следующие технологии добычи:

- инициирование внутрислоевого горения термогазовым генератором, высокочастотным электромагнитным полем, а также с помощью пара и электронагревательной установки УЭСК-100;

- паротепловое воздействие и низкотемпературное окисление (НТО) путем термоциклического воздействия паром;

- термоциклическое воздействие парогазом.

Метод внутрипластового горения с закачкой воздуха и продвижения фронта горения от забоя к устью ГС или ТНАИ, запатентован компанией Petrobank Energy and Resources Ltd. Механизм осуществления технологии по открытым данным компании следующий (рисунок 1.1).

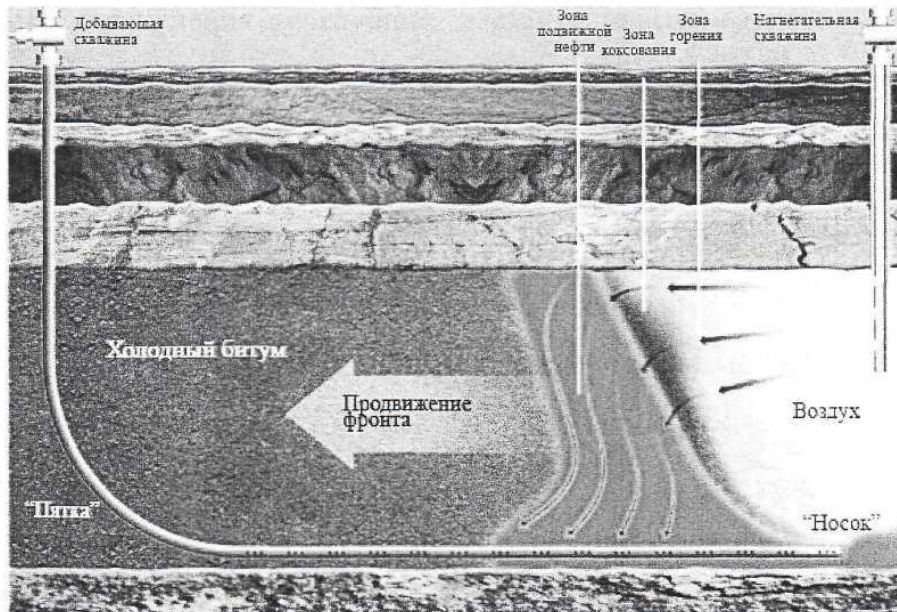


Рисунок 1.1 - Механизм осуществления технологии ТНАИ

Бурятся и обустроиваются три пары скважин, включающие вертикальную нагнетательную и горизонтальную добывающую. Для создания гидродинамической связи между нагнетательной и добывающей скважинами и обеспечения приемистости первые 3-6 месяцев происходит закачка пара. Далее закачку пара прекращают и начинают закачку воздуха. В пласте происходит процесс горения, впереди зоны горения образуется фронт подвижной нефти, которая добывается ГС фонтанным способом, причем скорость движения фронта 100 м/год. Проект, осуществляемый компанией, носит название WHITESANDS. Опытный участок по опубликованным компанией Petrobank данным включает три пары скважин (рисунок 1.2) и компрессорную установку для закачки воздуха. Расчетный КИН при этом методе составляет 70-80% (на практике не более 55%), существуют ограничения по глубине залегания пласта - не менее 100 м, не более 500 м, и толщине пласта — от 2 до 45 м, причем в процессе горения происходит частичное улучшение качества добываемой нефти по сравнению с пластовой СВН.

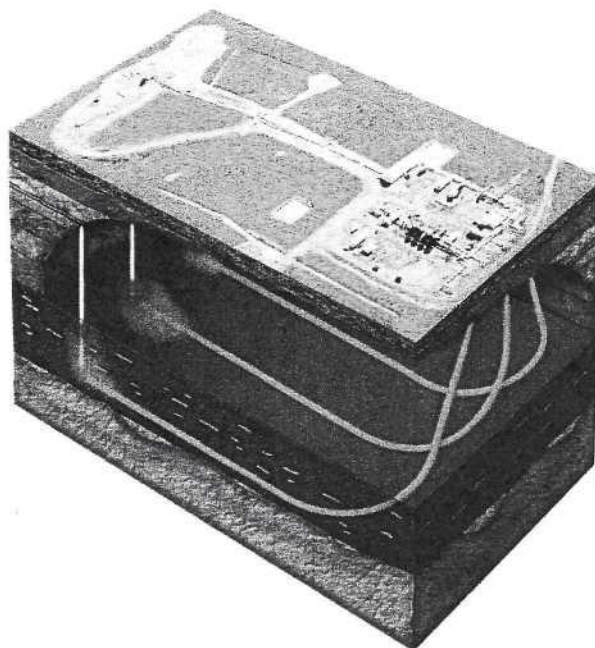


Рисунок 1.2 - Схема расположения оборудования

Аналогичные разработки строительства многоствольных скважин для технологий SAGD, THAI и WHITESANDS были разработаны и на территории РТ.

Однако применение этого метода в условиях месторождений РТ имеет свои ограничения. Для его осуществления необходимы высокие величины нефтенасыщенности, надежные непроницаемые глинистые пропластки выше кровли продуктивного пласта. Существуют проблемы с большим количеством выброса CO_2 [1]. Это самый опасный метод из тепловых: высока вероятность пластового неконтролируемого горения (без подачи окислителя и горючей смеси), взрыва газов и их прорыва выше и ниже лежащие пласты, в том числе и водоносные, разрушения подземных коммуникаций и т.п. Часто устранение последствий применения данного метода обходится дороже, чем полученная выгода.

В последнее время за рубежом и в России начал широко применяться метод парогравитационного воздействия на пласт.

В соответствии с классической технологией гравитационного дренажа с применением пара (SAGD) бурятся два горизонтальных ствола, параллельных друг другу в вертикальной плоскости. Расстояние между скважинами может составлять от 5 до 10 м. Верхняя горизонтальная скважина является нагнетательной, нижняя – добывающей (рисунок 1.3).

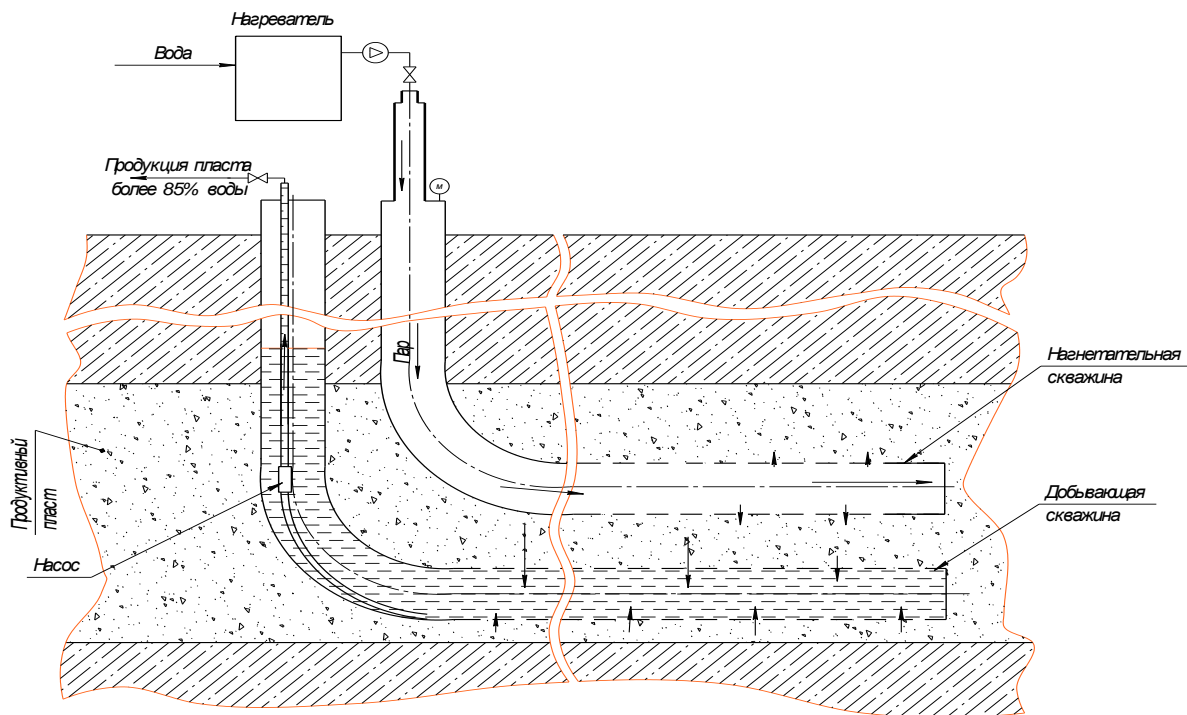


Рисунок 1.3 - Способ ПГВ разработки пластов с высоковязкими нефтями и битумами

Механизм вытеснения природного битума паром заключается в расширении паровой камеры вверх и в стороны вследствие низкой плотности пара по сравнению с другими фазами. Нагнетаемый пар стремится в верхнюю часть пласта. На границе паровой камеры пар конденсируется при передаче тепла породе и СВН, а прогретая СВН вытесняется сконденсировавшимся паром и под действием силы тяжести стекает вниз. Добыча СВН при данном способе осуществляется действием двух факторов: гравитационного и вытеснением под давлением. Природный битум и горячий конденсат отбирается нижней горизонтальной добывающей скважиной.

Расчетный КИН способа составляет 25-50% (на практике не превышает 25%), есть ограничения по глубине залегания (менее 400 м), и толщине пласта (более 15 м). Для осуществления процесса SAGD требуется парогенератор, обеспечивающий необходимые давление закачки и качество пара, теплоизолированные паропроводы к паронагнетательной скважине, насосное оборудование, битумопроводы.

Теплопередача в пласте осуществляется вынужденным конвективным (поток горячей воды или пара) и диффузионным (за счет теплопроводности пористой среды) способами. В результате в пласте формируется температурный фронт, перемещающийся в направлении фильтрации теплоносителя. Однако теплоперенос и массоперенос

происходят с разными скоростями вследствие утечки теплоты на нагрев не только самого пласта, по которому происходит фильтрация теплоносителя, но и окружающих пород. При закачке горячей воды в пласте формируются две зоны: зона с падающей температурой и зона, неохваченная тепловым воздействием, с первоначальной пластовой температурой. При закачке пара формируется три зоны: первая зона с примерно одинаковой температурой, насыщенная паром, температура которой зависит от давления в этой зоне. Вторая зона – зона горячего конденсата (воды), в которой температура снижается от температуры насыщенного пара до начальной пластовой. Третья зона – зона, неохваченная тепловым воздействием, с пластовой температурой. Вследствие расхода теплоты, содержащейся в теплоносителе, на прогрев пласта и окружающих пород тепловой фронт отстает от фронта вытеснения (теплоносителя), причем, чем меньше толщина пласта, тем больше отставание при прочих равных условиях. Это объясняется тем, что при малой толщине пласта доля потерь теплоты в кровлю на подошву пласта больше и охлаждение теплоносителя происходит быстрее. Отставание теплового фронта (радиус распространения тепла в пласте – R_t) от фронта заводнения (радиус распространения сконденсированной воды в пласте – R_v) зависит от теплофизических и коллекторских свойств пласта и теплоносителя, а также от эффективности вытеснения нефти водой (рисунок 1.4).

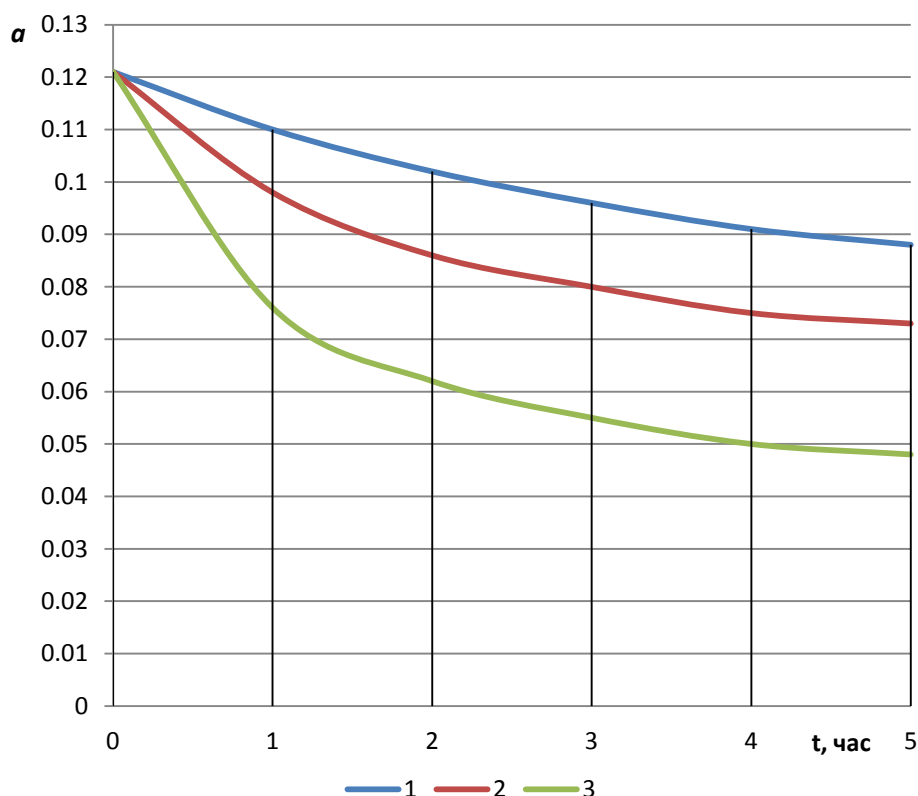


Рисунок 1.4 - Зависимость коэффициента отставания $\alpha = \frac{R_t}{R_B}$ от длительности нагнетания теплоносителя t и толщины пласта (линия 1 – 30 м, линия 2 -20 м и линия 3 – 10 м)

Из рисунка 1.4 видно, что при толщине пласта 10 м (линия 3) через год прогрева температурный фронт отстанет от фронта вытеснения в 13,3 раза ($\alpha = 0,075$), а при толщине пласта 30 м (линия 1) – в 9,1 раза ($\alpha = 0,11$). Такое отставание приводит к созданию зон высокой проницаемости из-за возникновения трещин в породах пласта под действием избыточного давления, опережающего тепловой фронт, что значительно усложняет дальнейшее извлечение продукции из низко проницаемых зон.

Похожим на технологию SAGD является способ VAPEX, предложенный Р.М. Батлером и Мокрисом. Способ предназначен для интенсификации добычи битума путем закачки в верхнюю нагнетательную скважину углеводородных растворителей, которые, растворяясь в битуме, значительно снижают его вязкость. В результате чего битум стекает под действием гравитационных сил в добывающую скважину. Эта технология может использоваться в тех случаях, где обычные тепловые методы неприемлемы: при высокой водонасыщенности пласта, наличии

подошвенной воды, вертикальной трещиноватости, низкой пористости и теплопроводности пород. Проектный КИН, обоснованный авторами, достигает 50% (на практике не превышает 30%).

Продолжением работ по развитию технологии SAGD стали исследования П.А. Вандер Валька, П. Янга. Ученые предлагают для увеличения эффективности процесса производить регулирование закачки пара в ГС.

Использование скважин сложной архитектуры предложено Басниевым К.С. и Калининным А.Г..

Несмотря на проведенные исследования применения горизонтальных скважин для выработки запасов СВН, в технологиях их практического использования остаются нерешенные вопросы. Особые трудности применения тепловых методов на этих залежах возникают при выборе оптимальных условий работы скважин. Выбор объемов закачки пара и отбора жидкости, оптимальных давлений закачки пара и давлений на забое скважин, меняющихся во времени с изменением температуры прогрева пласта, является трудоемкой задачей. Неправильно принятые решения становятся причиной коллапса - взрыва паровой камеры, который может привести к жертвам и разрушению надземной части промысла.

При реализации технологии требуются большие объемы пара для прогрева и вытеснения нефти из залежи, что требует больших энергетических затрат.

При этом прогреваются и не задействованные в отборе продукции зоны пласта, тепло безвозвратно рассеивается по залежи. Также надо учитывать, что имеются ограничения по конфигурации горизонтальных скважин: применение скважин длиной более 200 м и диаметром более 0,1 м является малоэффективным.