

УДК 622.276.8

Билашев Б.А., кандидат технических наук, доцент

Кенжегалиева Ж.Т., магистрант

НАО «Западно-Казахстанский аграрно-технический университет имени Жангир хана»,
г. Уральск, Республика Казахстан

ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДАХ И ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДАХ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ УЗЕНЬ

Аннотация

В статье рассматриваются реологические свойства высоковязких и высокозастывающих нефтей для более эффективного прогнозирования проблемы возникновения отложений в промысловых трубопроводах, различного назначения, и промышленного оборудования, для месторождения Узень. Проблема эксплуатации рассматриваемого месторождения находится в тесной связи с разнообразием и исключительной сложностью строения нефтяной залежи, различием трудно воспроизводимых начальных термобарических условий насыщения пород коллекторов флюидами.

Необходимость учета термодинамических характеристик углеводородов и пластовых систем при проектировании разработки нефтяных месторождений, относительно к залежам высоковязкой нефти, в которых при повышении температуры пласта снижается вязкость и увеличивается подвижность нефтей, уменьшается внутрипластовые гидродинамические сопротивления, что улучшает приток нефти к добывающим скважинам, так и к залежам маловязких пластовых нефтей, насыщенных парафином. Растворимость в нефтях парафина зависит от его состава, газосодержания и давления, но основным является температурный фактор, чем выше температура среды, тем больше может быть растворено парафина в нефтях.

Вместе с парафином из нефтей в твердый осадок выпадает часть асфальтено - смолистых компонентов. В состав осадка входит до 50% парафина, остальное смолы, асфальтены и масла. Единой, универсальной системы сбора не существует, так как каждое месторождение имеет свои особенности: природно-климатические условия, сетку размещения, способы и объём добычи нефти, газа и воды, физико-химические свойства пластовых жидкостей.

Ключевые слова: *нефть, высокопарафинистая нефть, печи подогрева, промышленный сбор, реологические свойства, парафинистая нефть, трубопровод, нефтепровод, температура.*

Месторождение Узень, разрабатываемое с 1965 г., в настоящее время, находится на стадии разработки, характеризующейся высокой обводнённостью продукции и ежегодным уменьшением добычи нефти.

Нефть месторождения характеризуется специфическими свойствами - высоким содержанием парафина. Для решения проблем сбора, промышленного транспорта и подготовки нефти для месторождения Узень проводились различные исследовательские работы по изучению реологических свойств нефти, особенностью которой, является высокие вязкость и температура застывания.

Нефти по содержанию парафинов по массе классифицируются на:

малопарафинистые – не менее 1,5 %

парафиновые –от 1,5 до 6%

высокопарафинистые – более 6%

Высокопарафиновые нефти с содержанием парафина 25% и выше при незначительной потере теплоты в процессе добычи быстро теряют подвижность. Так, например, нефть Узеньского месторождения, содержащая более 25% смол и парафина, при температуре 30 °С теряет свою текучесть. Для сбора и подготовки такой нефти к транспортировке приходится устанавливать на нефтепроводах путевые подогреватели различных конструкций. На рисунке 1 приведена герметизированная схема сбора высокопарафиновой нефти с цифровыми обозначениями оборудования и установок кроме буквы П, обозначающей места установки путевых подогревателей.

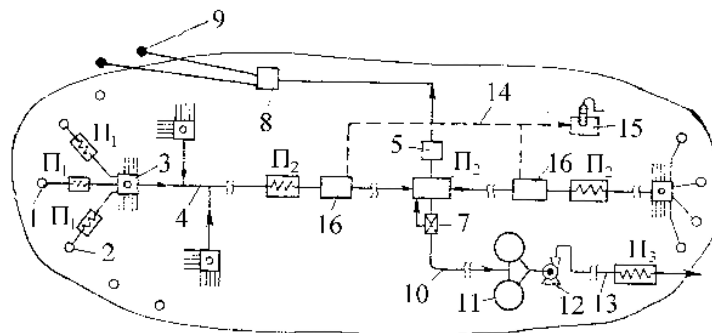


Рисунок 1- Схема герметизированной системы сбора парафинистой нефти: П1, П2, П3 – соответственно путевые подогреватели на выкидных линиях, сборных коллекторах и магистральном нефтепроводе; 1 – 16 см. обозначения рис. 1.3 Путевые подогреватели, как правило, устанавливаются на выкидных линиях 2 (П1), на сборных коллекторах 4 (П2) и на магистральных трубопроводах 13 (П3). На магистральных трубопроводах 13 путевые подогреватели П3 устанавливают через каждые 100 – 150 км трассы. По тепловой мощности путевые подогреватели $П1 < П2 < П3$.

АСПО, в целом, представляют собой тёмно-коричневую, или чёрную твёрдую, или густую мазеобразную массу высокой вязкости, которая при повышении температуры снижается незначительно, а при температуре плюсу 32°С превращается в твердое вещество, утратившее текучесть.

Наличие в отложениях парафинов, характеризующихся высокой температурой плавления, а также значительным количеством механических примесей в виде песка и солей, существенно осложняют проблему их удаления.

Надежность работы выкидных трубопроводов скважины зависит от температуры продукции на устье и темпа ее охлаждения по длине выкидного трубопровода до ГУ. Производственный опыт, прямые замеры температур и результаты термодинамических расчетов указывают, что температура на устье, для скважин с дебитом 15 т/сут, составляет, примерно, 25-27°С, с дебитом 25 т/сут – 30 °С, с дебитом 50 т/сут – 34°С. При транспорте такой продукции до ЗУ и ГУ по обычному выкидному трубопроводу, особенно протяженностью более 300 м, температура её снижается до температуры окружающей среды, и работа выкидных трубопроводов становится крайне ненадежной. С увеличением обводнённости добываемой продукции, интенсивность парафинизации наземного оборудования несколько снижается. Однако работа выкидных трубопроводов, транспортирующих водонефтяную эмульсию повышенной вязкости, продолжает оставаться ненадежной, особенно в холодный период года.

Продукция нефтяных скважин представляет собой сложную смесь из нефти, газа, воды, взвешенных веществ из твердых частиц механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента). Сбор, транспортировка продукции нефтяных скважин и подготовка ее до требуемых норм подготовки нефти осуществляется системой сбора нефти, газа и воды [1].

Под системой сбора нефти, газа и воды на нефтяных месторождениях подразумевают всё оборудование и систему трубопроводов, предназначенные для сбора продукции отдельных скважин, доставки её до центрального пункта подготовки нефти, газа и воды (ЦППН).

Основными факторами, учитываемыми при проектировании системы внутрислового сбора (с учётом динамики обводнения месторождения), являются:

- начальное давление в системе сбора, группирование скважин;
- взаимодействие с системами воздействия на залежь;
- совместный раздельный сбор продукции скважин, выбор места сепарации газа, взаиморасположение узлов замера, сепарации, откачки;
- выбор места создания центрального пункта сбора подготовки нефти, газа и воды, с учётом расположения месторождения в группе или нефтедобывающем районе;
- совмещение систем промыслового сбора и транспортирования с процессами подготовки нефти.

Основные функции системы промыслового сбора [2]:

- измерение продукции каждой скважины или при необходимости группы скважин;
- транспортирование продукции скважин с использованием энергии нефтяного пласта или насосного оборудования при механическом способе добычи до пунктов подготовки, а при недостаточном давлении – с использованием ДНС;
- сепарация нефти и газа под давлением, обеспечивающим дальнейший бескомпрессорный транспорт;
- при добыче высокообводнённой нефти – отделение при сравнительно низких температурах основной массы воды с качеством пригодным для её закачки в пласт;
- раздельный сбор и транспортирование до центральных нефтесборных пунктов продукции отдельных скважин, смешивание которой нежелательно;
- устьевой и путевой подогрев продукции нефтяных скважин, если невозможен сбор и транспорт при обычных температурах.

Единой, универсальной системы сбора не существует, так как каждое месторождение имеет свои особенности: природно-климатические условия, сетку размещения, способы и объём добычи нефти, газа и воды, физико-химические свойства пластовых жидкостей.

Все существующие системы сбора и транспорта продукции скважин подразделяются на негерметизированные самотёчные и герметизированные напорные [3].

С начала разработки на месторождениях «Узень» применяется замкнутая герметизированная напорная, однотрубная лучевая система промыслового сбора нефти и попутного нефтяного газа. Все добывающие скважины обустроены наземным и подземным оборудованием в зависимости от способа эксплуатации.

Скважины от особенностей рельефа местности и территориальному принципу расположены на плато (НГДУ-1 и НГДУ-3) и во впадине (НГДУ-2 и НГДУ-4), выкидные линии нефтяных скважин подключены к групповым установкам (ГУ), замерным установкам (ЗУ), пунктам сбора нефти (ПС), а прокладка всех нефтесборных коллекторов из стальных труб, стекловолоконных пластиковых труб осуществлены на глубине 0.5 - 0.8 м от поверхности земли.

Промысловый сбор и транспортировка продукции 3453 добывающих скважин на месторождении осуществляется в НГДУ-1, 2, 3 и 4, на которых расположены ГУ-61 ед., ЗУ – 292 ед., модернизированные групповые установки (МГУ) - 16 ед., ПС – 2 ед.

Групповые установки на месторождениях «Узень» в зависимости от состава оборудования подразделяются на стандартные ГУ и МГУ.

Стандартные ГУ обеспечены следующим оборудованием:

- автоматизированная групповая замерная установка;
- двухфазные нефтегазовые сепараторы (буферные емкости);
- газовый сепаратор;
- печи подогрева;
- насосы перекачки нефти;
- дренажная система;
- фильтр СДЖ;
- факельная система газа.

МГУ состоит из следующего оборудования:

- манифольдная площадка;
- трехфазный нефтегазовый сепаратор;
- установка дозирования химических реагентов (БДР);
- сепарационно-измерительный блок (СИБ)
- фильтры СДЖ;
- печи подогрева нефти 1 и 2 ступеней;
- насосы для перекачки воды;
- насосы для перекачки нефти;
- факельная система газа;
- дренажная система.
- блок контроля, ЩСУ – 0.4 кВ.

Система промыслового сбора МГУ обеспечивает:

- транспортировку сточной воды по самостоятельным трубопроводам с МГУ на установки предварительного сброса воды УПСВ-1 и УПСВ-2 с использованием насосов частотным регулятором;

- транспортировку нефтяной эмульсии по существующим трубопроводам с использованием насосов частотным регулятором;

- отделение и транспортировку попутного газа 1-й ступени сепарации через сепарационно-измерительный блок по существующим трубопроводам на ТОО «КазГПЗ», при этом часть газа используется в качестве топлива для печей подогрева.

В настоящее время на месторождение эксплуатируются всего - 16 ед. МГ (НГДУ-2 – 5 ед. (№№5,34,38,41,109); НГДУ-3 – 10 ед. (№№ 2,11,15,16,65,66,68,69,74,92); НГДУ-4 – 1 ед. (№102)). В будущем согласно плану развития компании предусмотрены планы по реконструкции ГУ на МГУ, что показывает увеличение количества МГУ.

Технологическое решение по сравнению с другими групповыми установками, пунктами сбора нефти и т.п. на разных месторождениях Республики Казахстан своеобразно отличается своим технологическим процессом, разработанным для нефти месторождений «Узень».

По физико-химическим свойствам нефть месторождений «Узень» относится к группе асфальтосмолистых и высокопарафинистых: содержание парафина 25-30%, асфальтосмол до 20%, механических примесей до 20%, температура застывания +33°C, при которой добыча, транспортировка и подготовка самой нефти осуществляется с большим трудом.

Обустройство всех объектов сбора, транспорта и подготовки нефти на месторождениях ведется в соответствии с действующими в Республике Казахстан правилами и нормативными документами.

Применяемые для перекачки сырья (нефти, воды) насосы, печи подогрева могут меняться по количеству и маркам в зависимости от производительности МГУ. На рисунке 2 представлено основное оборудование МГУ.



Рисунок 2 – Основное оборудование МГУ

Применение МГУ на месторождениях «Узень» имеет следующее преимущество:

- разделение поступающей продукции скважины с помощью трехфазного сепаратора на нефть, газ и воду;
- отдельное транспортирование разделенной продукции по трубопроводам в установки предварительного сброса;
- автоматизированный процесс работы объекта и эксплуатация с минимальным количеством работников;
- снятие разгрузки объема поступающей жидкости при работе установок предварительного сброса воды УПСВ-1 и УПСВ-2, что повышает качество работы оборудования на данных объектах;
- минимальные затраты при реконструкции групповой установки с применением уже имеющегося оборудования на предприятии.

Недостатками МГУ являются:

- время отстоя (1-2 часа) при разделении продукции скважины в 3-х фазном нефтегазовом сепараторе;
- скопление и оседание донных осадков в 3-х фазном нефтегазовом сепараторе при отстое;
- отсутствие запасного 3-х фазного нефтегазового сепаратора при ремонтных работах;
- при ремонте оборудования МГУ перевод процесса работы на стандартную групповую установку с затратой времени не менее 3-4 часов до вывода на режим.
- содержание остаточной нефтяной эмульсии (достигает до 70 мг/л) в сточной воде.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. - М.: Недра, 1983. – 510 с.
2. Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1987. – 247 с.
3. Лобков А.М. Сбор и транспорт нефти на промыслах. - М.: Недра, 1955. – 87 с.
4. Джиембаева К.И. Сбор и подготовка скважинной продукции на нефтяных месторождениях. - Алматы, 2000. – 255 с.

ТҮЙІН

Мақалада Өзен кен орны үшін өндірістік құбырларда шөгінділердің пайдау болу мәселелерін тиімді болжау үшін жоғары тұтқыр және жоғары салқындатқыш мұнайдардың реологиялық қасиеттері қарастырылады. Кен орнын пайдалану мәселесі мұнай резервуарының құрылымының әртүрлілігі мен айрықша күрделілігімен тығыз байланыста, қабаттың жыныстарын сұйықтықпен қанықтыру үшін қиын бастапқы қалпына келтірілетін бастапқы температура мен қысым жағдайындағы айырмашылық.

Көмірсутектер мен резервуарлық жүйелердің термодинамикалық сипаттамаларын мұнайдың кен орындарын игеру жобалау кезінде жоғары тұтқырлықтағы мұнай қабаттарына қатысты, онда тұтқырлықтың ұлғаюы және мұнайдың жылжымалы қабілеттілігі артып жатқан су қоймасының температурасы артып, ішкі қабатты гидродинамикалық қарсылық төмендейді, бұл ұңғымалар мен кен орындарына мұнай шығаруды жақсартады. Парафинмен қаныққан төмен тұтқыр сұйық майлар. Парафинді майлардағы ерігіштігі оның құрамына, газдың құрамына және қысымына байланысты, бірақ негізгі фактор - температура коэффициенті, ортаның температурасы неғұрлым жоғары болса, майда парафинді ерітуге болады.

Парафинмен қатар, асфальтено - шайырлы компоненттердің бір бөлігі майдан қатты шөгіндіге айналады. Шөгіндінің құрамына 50% парафин, қалған шайыр, асфальт және майлар кіреді. Климаттық жағдайлар, орналасу торы, мұнайды, газды және суды өндірудің әдістері мен көлемін, резервуар сұйықтықтарының физикалық және химиялық қасиеттерін бірегей, әмбебап жинау жүйесі жоқ.

RESUME

The article discusses the rheological properties of highly viscous and highly solid to more effectively predict the problem of the appearance of deposits in field pipelines for various purposes and field equipment for the Uzen field. The problem of exploitation of the field in question is in close connection with the diversity and exceptional complexity of the structure of the oil reservoir, the difference in the difficultly reproducible initial temperature and pressure conditions for the saturation of reservoir rocks with fluids.

The need to take into account the thermodynamic characteristics of hydrocarbons and reservoir systems in the design of oil field development, relative to deposits of high-viscosity oil, in which viscosity increases and oil mobility increases with increasing reservoir temperature, intra-layer hydrodynamic resistance decreases, which improves the flow of oil to producing wells and deposits. low viscous reservoir oils, saturated with paraffin. Solubility in paraffin oils depends on its composition, gas content and pressure, but the main factor is the temperature factor; the higher the temperature of the medium, the more paraffin can be dissolved in the oils.

Together with paraffin, a part of asphaltene - resinous components precipitates from oils into solid sediment. The composition of the sediment includes up to 50% paraffin, the rest of the resin, asphaltene and oils. A single, universal collection system does not exist, since each field has its own characteristics: climatic conditions, location grid, methods and volume of oil, gas and water production, physical and chemical properties of reservoir fluids.