

Характерной особенностью современного этапа развития нефтяной промышленности является существенное изменение структуры запасов в сторону увеличения доли трудноизвлекаемых нефтей. Последнее обусловлено вступлением большого числа высокопродуктивных месторождений в позднюю стадию разработки, характеризующуюся снижением добычи нефти и значительным ростом обводненности [1]. Современный этап разработки нефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) характеризуется ростом добычи нефти. По 76% лицензионным участкам ХМАО, находящимся в разработке, отмечается стабильная и возрастающая добыча нефти. Повышение добычи нефти обеспечивается вводом в разработку новых запасов за счет бурения эксплуатационных скважин, сверхпроектными отборами нефти и проведением геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на улучшения использования фонда эксплуатационных скважин, нормализацию баланса отбор - закачка, ограничение водопритокров, снижение обводненности и внедрение методов увеличения нефтеотдачи (МУН). С 2002 г. по 2010 г. в результате бурения новых и ввода новых скважин в эксплуатацию было добыто свыше 12 млн.т. нефти, свыше 76 млн.т. добыто за счет проведения ГТМ, применения методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов [2]. Отбор нефти составил 48% начальных извлекаемых запасов. Разбуренные запасы выработаны на 75%. Коэффициент извлечения нефти (КИН) равен 0,167. Обводненность в целом по месторождениям ХМАО составляет 84%. Большую роль в стабилизации дебитов нефти, ее добычи, снижение обводненности, повышении КИН играют методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока, так называемые вторичные и третичные методы. Чем менее эффективна начальная стадия разработки, то есть больше нефти остается после нее в пласте, тем более эффективны эти методы [3]. Ввод новых запасов в разработку и их эксплуатационное разбуривание относятся, скорее всего, к экстенсивным методам увеличения добычи. Резервы экстенсивного роста добычи нефти в ХМАО имеются в виде не введенных в разработку месторождений и залежей на разрабатываемых лицензионных участках. Реализация этого направления требует значительных инвестиций. Более привлекательным является рациональное использование запасов введенных в разработку месторождений путем внедрения технологий интенсификации добычи нефти. Но, как показывает практика использование методов интенсификации добычи нефти имеет негативные последствия в виде быстрого снижения пластового давления, вынужденной интенсивной закачки воды для компенсации его падения и как следствие, быстрого преждевременного обводнения и выхода из эксплуатации скважин, содержащих значительные запасы. Для анализа рационального использования запасов и оценки полноты их выработки в ХМАО была разработана классификация лицензионных участков по степени выработанности запасов и обводненности

продукции. В зависимости от стадии разработки выделено пять классов: I - начальной стадии разработки; II - «зрелой» стадии разработки; III - поздней стадии разработки; IV - аномальной разработки; V - лицензионные участки с заниженной оценкой извлекаемых запасов. I класс характеризуется степенью выработанности запасов 40-55% и обводненностью продукции до 35 %.

Лицензионные участки находятся на начальной стадии разработки с растущей добычей. К этому классу относится Варыгинский лицензионный участок. II класс характеризуется средней степенью выработанности запасов (от 20-45 до 55-80%) и обводненностью продукции (от 35 до 75%) со стабильной и растущей добычей нефти (16 участков из 18). В качестве примера можно привести Хултурский и Восточно-Правдинский лицензионные участки. III класс отличается высокими степенью выработанности запасов (от 45 до 97%) и обводненностью продукции (от 75 до 98%). Большинство лицензионных участков характеризуются падающей добычей, что объясняется поздней стадией разработки. К этому классу можно отнести Лор-Еганский и Мамонтовский, Талинский лицензионные участки. IV класс значительным превышением обводненности продукции над степенью выработанности запасов, что является признаком малоэффективной разработки, либо из-за несоответствия проектной технологии горно-геологическим условиям, либо из-за невыполнения проектных решений. Примером этого класса может служить Самотлорский лицензионный участок. V класс имеет заниженную оценку извлекаемых запасов, лицензионные участки нуждаются в уточнении запасов. Примером могут служить Повховский и Южно-Ягунский лицензионные участки. Таким образом, можно считать, что лицензионные участки, отнесенные к I и II классам, эксплуатируются без существенного нарушения оптимальных технологий разработки и обеспечивают рациональное использование запасов без причинения ущерба недрам. На поздней стадии разработки по характеристикам вытеснения по целому ряду лицензионных участков, отнесенных к III классу, выявляются недостатки применяемых, часто стандартных технологий, не позволяющих достичь утвержденного КИН, который следует рассматривать как недостаточную степень использования запасов [2]. Каменное и Ем-Еганское нефтяные месторождения Талинского лицензионного участка относятся к III классу. Вступление Каменного и Ем-Еганского месторождений ХМАО в позднюю стадию разработки ставит перед нефтяниками новые цели и задачи. Если в предыдущий период в основном накапливались производственные мощности за счет ввода в эксплуатацию новых площадей, то в настоящее время задача заключается в качественном улучшении разработки нефтяных месторождений и реализацией технологий, обеспечивающих максимальную нефтеотдачу. Доля запасов в высокопродуктивных пластах безводной части залежи непрерывно уменьшается и соответственно увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов. Наблюдается массовое обводнение пластов и продукции скважин. Дальнейшее стабильное

функционирование столь сложной системы как технологический процесс добычи нефти невозможно без применения технологий, предусматривающих использование различных химических реагентов (индивидуальных веществ и композиций на их основе) [4]. В настоящее время на Каменном и Ем-Еганском нефтяных месторождениях ХМАО применяют более 20 методов воздействия на нефтяные пласты и их модификаций с целью увеличения нефтеотдачи и более 10 методов обработки призабойной зоны. Наиболее широко используют кислоты (соляная, плавиковая) и композиции на их основе. Полимерные соединения, в частности полиакриламид (ПАА), составляют 25% общего объема применяемых химических реагентов. В технологиях нефтеотдачи пластов широкое распространение получили поверхностно-активные вещества (ПАВ), представляющие собой растворы неионогенных ПАВ. Кислотно-щелочное воздействие. В результате кислотных обработок восстанавливаются и улучшаются фильтрационные характеристики призабойной зоны пласта, повышается нефтеотдача. Однако наряду с положительным эффектом наблюдается целый ряд отрицательных явлений. При воздействии соляной кислоты на глинистые компоненты пласта помимо растворения оксидов щелочных и щелочноземельных металлов происходит нежелательное гелеобразование, усиливающееся с ростом содержания соляной кислоты в рабочей растворе. При воздействии серной кислотой наблюдается выпадение гипса в скважине и промысловом оборудовании. Кроме того, кислотное воздействие приводит к повышенному коррозионному разрушению отдельных узлов оборудования, цементного камня, скелета коллектора, что обуславливает вынос значительного количества механических примесей с продукцией скважин. Кислоты, являясь химически активными веществами, неизбежно вступают во взаимодействие с компонентами нефти, при этом образуются продукты, оказывающие влияние на устойчивость водонефтяных эмульсий [5]. Кинетика разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий, полученных в присутствии соляной кислоты, показывает увеличение стойкости эмульсий. В ряде случаев образуются высоковязкие системы пастообразной консистенции, представляющие собой высокодисперсные эмульсии, способные привести к запечатыванию фильтрационных каналов пласта и к существенному ухудшению процесса сброса воды на установках предварительного сброса и подготовки нефти на УПН. При концентрации соляной кислоты более 5 % не было достигнуто разрушения эмульсии, даже в присутствии такого высокоэффективного деэмульгатора, как Диссолван 4411 [6]. Щелочи в системе нефтедобычи применяются в меньшем объеме. Щелочное воздействие основано на взаимодействии щелочи с пластовыми флюидами и породой, в результате которого в пласте образуются стойкие нефтяные эмульсии и малорастворимые осадки, что способствует изменению параметра подвижности и выравниванию фронта вытеснения. При этом в воде, содержащей щелочные электролиты,

наблюдается интенсивное разбухание и пептизация глинистых частиц пласта. Из-за повышенного содержания в пластовой воде ионов поливалентных металлов (кальция, магния, алюминия и др.) может дополнительно образоваться значительное количество коллоидной взвеси гидроксидов этих металлов, что неизбежно ведет к увеличению общего содержания механических примесей в нефтяной фазе, повышая устойчивость водонефтяных эмульсий. При использовании щелочных растворов резко снижается поверхностное натяжение и образуются высокодисперсные эмульсии [5]. В результате проведенного анализа обобщенных водонефтяных эмульсий с различных кустов Каменного и Ем-Еганского месторождений было установлено, что содержание в них механических примесей составляет 450 г/т и 300 г/т соответственно, что приводит к осложнениям в дальнейшем процессе подготовки нефти. Для определения влияния кислотных и щелочных обработок на устойчивость водонефтяных эмульсий были проведены экспериментальные работы по разрушению эмульсий, непосредственно содержащих серную, соляную кислоты, едкий натрий, продукты реакции соляной кислоты с известковыми и меловыми породами. Установлено, что при деэмульсации в присутствии щелочи увеличивается устойчивость эмульсий, причем повышение щелочности до $\text{pH}=9$ не влияет на глубину термохимического обезвоживания. При содержании щелочи 1% ($\text{pH}=12$) образуется очень устойчивая эмульсия, не разрушающаяся при низкой температуре даже в присутствии деэмульгатора. Причиной ухудшения динамики и степени отделения воды является особо мелкодисперсная структура эмульсии, обусловленная низким значением межфазного натяжения на границе раздела нефть-вода (рис.1), что способствует образованию устойчивой к расслоению эмульсии. На рисунке 1 приведена полученная зависимость межфазного поверхностного натяжения от pH воды, из которой видно, что максимальное значение межфазного поверхностного натяжения в области значений $\text{pH}_{\text{воды}}=6-9$ и при его изменений в ту или иную сторону межфазное натяжение уменьшается. При $\text{pH}>9$ происходит резкое снижение межфазного поверхностного натяжения, что способствует образованию мелкодисперсной, устойчивой к расслоению эмульсии [7]. Проведенные лабораторные и промысловые исследования показали, что многочисленные технологии с применением кислот реализуются со значительным побочным эффектом: выносом в систему нефтесбора непрореагировавшей кислоты, механическими примесями, образованием коллоидного сульфида железа [8]. Технологическими регламентами на проведение обработок призабойной зоны пласта (ПЗП) с применением кислот, композиции кислот с полимерами и ПАВ предусматривается только промывка полости скважины после проведения обработок. Излив из ПЗП непрореагировавших реагентов или их нейтрализация не предусматривается, что неизбежно ведет к изменению устойчивости водонефтяных эмульсий и

параметров технологического процесса подготовки нефти. Рис. 1 - Зависимость межфазного натяжения на границе нефть - вода от pH пластовой воды

Полимеры. Полимеры (ПАА, эфиры целлюлозы) используются для формирования растворов с низкой концентрацией, которые закачивают в нагнетательные скважины. Использование полимера направлено на увеличение вязкости воды, которое определяется молекулярной массой полимера, его концентрацией, минерализацией воды. При этом соотношение подвижностей воды и нефти снижается, что способствует увеличению коэффициента охвата пласта воздействием. В литературе сведений о влиянии полимеров на стойкость водонефтяных эмульсий и процессы подготовки нефти и воды очень мало, и они порой противоречивы [9-11]. Исследования влияния ПАА на устойчивость водонефтяных эмульсий показали, что при $\text{pH} \approx 6,5$ присутствие ПАА не ухудшает динамику отделения воды. Причем при небольших расходах деэмульгатора LML 4312 (до 100 г/т) ПАА облегчает отделение воды. Однако глубина термохимического обезвоживания уменьшается: остаточное содержание воды составляет около 2 %. С уменьшением pH минерализованной воды отделение воды существенно снижается, особенно при малых расходах деэмульгатора (50 г/т), при этом остаточное содержание воды в большинстве проб составило менее 1%. В процессе исследований установлено, что ПАА не влияет на межфазное поверхностное натяжение на границе нефть-вода. Уменьшение pH приводит к снижению межфазного натяжения, что согласуется с приведенными выше результатами. Для ограничения водопритока на нефтяных месторождениях ХМАО широкое применение нашел сшитый ПАА марки А 1510, представляющий собой водный раствор, содержащий в качестве «сшивающего» агента ацетат хрома. Изучение влияния сшитого ПАА на устойчивость водонефтяных эмульсий не выявило его отрицательного влияния на динамику отделения воды. Остаточное содержание воды в нефти для всех концентраций ПАА не превышало 1%. При микроскопическом анализе проб нефти после разделения было установлено, что нижние слои нефти представляют собой множественную эмульсию: в нефтяной фазе находятся крупные капли воды - обратная эмульсия, в которых эмульгированы капли нефти - прямая эмульсия [4]. Подобное явление приводит на установке УПН к накоплению множественной эмульсий в промежуточном слое, что неизбежно отразится на технологическом процессе подготовки и качестве получаемой нефти. Аналогичные эмульсии были также обнаружены в промежуточных слоях на УПСВ «Каменное». Таким образом, было установлено, что при низких концентрациях ПАА (до 40 мг/л) не наблюдается ухудшение процесса предварительного обезвоживания эмульсий. Дальнейшее повышение концентрации ПАА приводит к образованию множественных эмульсий, которые концентрируются в промежуточных слоях. Поверхностно-активные вещества. Углеводородные композиции на основе ПАВ позволяют снизить межфазное натяжение на границе нефть-вода, обладают высокой

солюбилизующей способностью, образуют на границе с углеводородом микроэмульсионную фазу [12]. Среди подобных композиции в ХМАО широкое применение нашел реагент СНПХ 9633. Его использование основано на блокировании высокопроницаемых промытых зон пласта обратными эмульсиями, образующимися при контакте реагента с пластовыми водами, обводняющими скважину. Для изучения влияния СНПХ 9633 на устойчивость водонефтяных эмульсий была произведена экспериментальная работа по разрушению искусственной эмульсии в присутствии этого реагента. Установлено, что с увеличением содержания СНПХ 9633 вязкость эмульсии уменьшается, однако при его концентрации 0,25 - 0,5% межфазное натяжение на границе нефть-вода имеет максимальные значения, поэтому отделение воды полностью прекращается. Дальнейшее увеличение концентрации СНПХ 9633 приводит к уменьшению значения межфазного натяжения на границе нефть-вода. Полученные результаты свидетельствуют о деэмульгирующих свойствах реагента СНПХ 9633. Однако с увеличением концентрации СНПХ 9633 уменьшается глубина термохимического обезвоживания эмульсии. Если в присутствии 0,25% СНПХ 9633 остаточное содержание воды составило 0,5-1,0%, то при содержании 2% реагента остаточное содержание воды возросло до 1,3-3,2%. Изучение межфазного натяжения на границе раздела фаз нефть-вода показало, что СНПХ 9633 способствует уменьшению межфазного натяжения. Низкое межфазное натяжение приводит к образованию мелкодисперсной, стабильной во времени эмульсии. Анализ обобщенных с различных кустов проб водонефтяных эмульсий Каменного и Ем-Еганского месторождений показал высокую устойчивость исследуемых эмульсий. На рис. 2 представлены микрофотографии водонефтяных эмульсий рассматриваемых месторождений. а б Рис. 2 - Микрофотографии нефтяной эмульсий Каменного месторождения (а) и Ем-Еганского месторождения (б) 8-кратное увеличение Из рисунка видно, что водонефтяные эмульсии с Каменного и Ем-Еганского месторождений содержат в основном мельчайшие глобулы воды размерами от 0,1 до 20 мкм, равномерно распределенные по всему объему эмульсий, этим обуславливается высокая стойкость анализируемых эмульсий [13-14]. Высокая устойчивость водонефтяных эмульсий рассматриваемых месторождений подтверждается также наличием большого по толщине адсорбционного слоя на поверхности капель эмульгированной воды (рис.3). Экспериментально установлено, что в состав защитного слоя на границе нефть - вода входит ряд веществ как в виде адсорбционных отдельных молекул (кислоты, низкомолекулярные смолы), так и в виде коллоидных частиц (высокомолекулярные смолы, асфальтены), а также микрокристаллы парафина, минеральных и глинистых частиц [15-16]. Гелеобразные частицы, представляющие собой агломераты водонабухающих полимеров и высокомолекулярных ПАВ, приводят к агрегированию вокруг себя мельчайших глобул воды и препятствуют их слиянию. Таким образом, основными

причинами повышения устойчивости водонефтяных эмульсий Каменного и Ем-Еганского месторождений ХМАО являются побочные эффекты технологических процессов интенсификации добычи нефти с применением химических реагентов. В результате образуются мелкодисперсные и агрегативно устойчивые эмульсии, поступающие на установки подготовки нефти (УПСВ «Каменное» и ЦТП «Красноленинский»). Вследствие этого происходит нарушение процесса обезвоживания нефти и ухудшения качества подготавливаемой нефти. Промежуточные слои перестают выполнять роль зоны активной коалесценции и фильтрации капель воды и механических примесей и переходят в разряд устойчивых эмульсии, происходит накопления устойчивых эмульсий в промежуточных слоях отстойной и резервуарной аппаратуры и увеличения эксплуатационных расходов на подготовку нефти и воды. Рис. 3 - Микрофотография нефтяной эмульсии Ем-Еганского месторождения 40 кратное увеличение Поэтому актуальным остаются вопросы повышения эффективности процессов подготовки нефти из осложненных эмульсий на основании исследования влияния на них химических реагентов, применяемых в нефтедобыче, разработки новых эффективных деэмульгаторов из отечественного сырья для разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий и технологий их обработки.