**Введение**

Важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли не только России, но и ряда других нефтедобывающих стран мира являются запасы высоковязких тяжелых нефтей и природных битумов. По разным оценкам их запасы составляют от 790 млрд. т. до 1 трлн. т., что в 5–6 раз больше остаточных извлекаемых запасов нефтей малой и средней вязкости, составляющих примерно 162 млрд. тонн.

На сегодня высоковязкие нефти и битумы не самый востребованный вид углеводородного сырья, однако, в качестве альтернативы традиционной нефти и газу некоторые страны выбрали именно его. Особые перспективы применения связаны с внедрением технологий производства синтетической нефти. Синтетической является почти половина канадской нефти, устойчиво растут темпы добычи битумов и производства нефти на его основе в Венесуэле.

Геологические запасы высоковязкой нефти и битумов в России составляет от 6 до 75 млрд. тонн, однако их применение требует использования специальных дорогостоящих технологий, так как они сложны в переработке, из-за высокой вязкости их сложно перекачивать, они плохо протекают в скважине, и даже при больших запасах трудно отбирать большие дебиты. Высоковязкие нефти на рынке стоят дешевле, относятся к категории низкосортных, и особой охоты за ними, с целью получения больших прибылей пока нет, поэтому не многие российские компании готовы вкладывать значительные средства в разработку месторождений и переработку высоковязких нефтей.

К сожалению, пока добыча природных битумов и высоковязких нефтей убыточна. Как всякое новое перспективное производство, освоение ресурсов и организация переработки тяжелых нефтей требует на первых порах поддержки.

Необходимы срочные меры для стимулирования освоения месторождений высоковязких нефтей. Говоря о стимулировании этого направления, необходимо, на мой взгляд, отметить то, что оно имеет место быть, но к несчастью в той мере, которая не позволяет в полном объеме раскрываться такому важному вектору нефтяной отрасли, как промышленное освоение запасов тяжелых нефтей, включая, конечно, и создание соответствующей инфраструктуры по сбору, транспортировке и переработке этого вида углеводородов.

Относительно географии запасов высоковязких нефтей и природных битумов следует отметить то, что бассейны с данными углеводородами распространены в основном на европейской территории России: Волго-Уральский, Днепровско-Припятский, Прикаспийский и Тимано-Печорский. Исключение составляет Енисейско-Анабарский бассейн с высоковязкими нефтями, который находится в Восточной Сибири. На территории этих бассейнов содержится большое количество месторождений труднодобываемого сырья. Из них можно выделить наиболее известные, изученные и разрабатываемые месторождения, такие как: Усинское и Ярегское (республика Коми), Гремихинское, Мишкинское, Лиственское (Удмуртия), Южно-Карское, Зыбза-Глубокий Яр, Северо-Крымское (Краснодарский край), Ашальчинское и Мордово-Кармальское (Татария).

Выше указанные месторождения используются в качестве объектов опытно-промышленной разработки высоковязкой нефти и природных битумов.

Такие компании как ОАО «Лукойл», ОАО «РИТЭК», ОАО «Коминефть», ОАО «Удмуртнефть», ОАО «Северная нефть» ведут активные работы по изучению, совершенствованию и созданию технологий разработки залежей тяжелых нефтей. Изучаются и совершенствуются методы воздействия горячей водой, растворителями, щелочами, паром, кислотами, технологии сухого и влажного внутрипластового горения, комбинации методов.

В данной работе будут рассмотрены различные методы разработки месторождений с нефтью повышенной и высокой вязкости, а также некоторые методы разработки месторождений природных битумов. Следует отметить то, что методы разработки битумных месторождений могут существенно отличаться от методов разработки месторождений вязких нефтей, но в некоторых случаях методы могут быть применимы как к одним, так и к другим месторождениям. На выбор метода главным образом влияют геолого-физические свойства нефтесодержащих коллекторов и физические свойства насыщающего флюида.

**Общие сведения о месторождениях высоковязких нефтей и природных битумов**

По наиболее широко используемой в мировой практике классификации тяжелыми нефтями считаются углеводородные жидкости с плотностью 920–1000 кг/м3 и вязкостью от 10 до 100 мПа·с, а природными битумами – слаботекучие или полутвердые смеси преимущественно углеводородного состава с плотностью более 1000 кг**/**м3 и вязкостью выше 10000 мПа·с. Промежуточную группу между битумами и тяжелыми нефтями образуют так называемые сверхтяжелые нефти с вязкостью от 100 до 10000 мПа·с и плотностью около или несколько более 1000 кг/м3. Тяжелые и сверхтяжелые нефти многие авторы объединяют под общим названием – тяжелые нефти или высоковязкие нефти.

Вязкость в пластовых условиях для месторождений тяжелой нефти варьируется от относительно небольших значений 20 мПа·с до величин вязкости близких к значениям природного битума (9000 мПа·с). При этом большинство месторождений имеют вязкость в пределах 1000 мПа·с.

Обычно коллекторы месторождений тяжелых нефтей характеризуются довольно высокими емкостными свойствами. Значения пористости могут лежать в пределах от 20% до 45%. При этом для коллекторов характерна расчлененность и значительная неоднородность фильтрационных свойств (проницаемость может изменяться от сотых долей до нескольких единиц мкм2).

Залежи тяжелых нефтей встречаются на всех диапазонах глубин от 300 метров до глубин свыше 1500 метров. При этом доля балансовых запасов высоковязких нефтей расположенных на глубинах свыше 1500 метров составляет только 5% всех запасов. Наиболее значимые по запасам месторождения расположены в диапазонах глубин 1000–1500 метров. Очень часто месторождения высоковязкой нефти представляют собой сложную многопластовую систему, в которой различные этажи нефтеносности имеют не только различные емкостно-фильтрационые свойства, но и отличные друг от друга свойства пластового флюида.

Основные месторождения природных битумов располагаются на внешних бортах мезозой-кайнозойских краевых прогибов, примыкающих к щитам и сводам древних платформ (Канадский, Гвианский щиты, Оленекский свод). Месторождения могут быть пластовые, жильные, штокверковые. Пластовые месторождения (до 60 м) охватывают, нередко, многие тысячи квадратных километров (Атабаска, Канада).

Жильные и штокверковые месторождения формируются на путях вертикальной миграции углеводородов по тектоническим трещинам, зонам региональных разрывов. Крупнейшие жильные тела в Турции (Харбол, Авгамасья) достигают длины 3,5 км при мощности 20 – 80 м и прослеживаются до глубины 500 м. Покровные залежи образуются за счет излившихся нефтей. Известны так называемые асфальтовые озера (Охинское на Сахалине, Пич-Лейк на о. Тринидад, Гуаноко в Венесуэле).

Природные битумы генетически представляют собой, в различной степени, дегазированные, потерявшие легкие фракции, вязкие, полутвердые естественные производные нефти (мальты, асфальты, асфальтиты). Кроме повышенного содержания асфальтено-смолистых компонентов (от 25 до 75% мас.), высокой плотности, аномальной вязкости, обусловливающие специфику добычи, транспорта и переработки, природные битумы отличаются от маловязких нефтей значительным содержанием серы и металлов, особенно пятиокиси ванадия V2O5 и никеля (Ni) в концентрациях, соизмеримых с содержанием металлов в промышленных рудных месторождениях в России и странах СНГ (V2O5 до 7800г/т) и за рубежом (V2O5 до 3500 г./т). Наиболее обогащены указанными компонентами природные битумы месторождений Волго-Уральской битумонефтегазоносной провинции. Так, в битумах (мальта-высокосмолистая нефть) содержание серы достигает 7,2% мас., a V2O5 и Ni соответственно 2000 г./т и 100 г./т. В асфальтитах Оренбуржья концентрация серы превышает 6% – 8% мас., a V2O5 и Ni соответственно 6500 г./т в 640 г./т. Таким образом, месторождения природных битумов необходимо рассматривать не только как источник мономинерального сырья для получения только нефти и продуктов её переработки, а, прежде всего с позиций поликомпонентного сырья.

В России основные перспективы поиска природных битумов, связаны с породами пермских отложений центральных районов Волго-Уральской битумонефтегазоносной провинции, т.е. как раз на той территории, где запасы обычной нефти выработаны в наибольшей мере по сравнению с другими нефтедобывающими регионами России. Почти 36% запасов битумов России находятся на территории Татарстана, который по этому показателю занимает ведущее место в стране. Большая часть скоплений битумов в пермских отложениях Татарии приурочена к пластам, залегающим на глубине от 50 до 400 м и охватывающим почти весь разрез пермской системы. Битумы тяжелые (плотность 962,6–1081 кг/м3), высоковязкие (до десятков и сотен тысяч мПа·с), высокосмолистые (19,4–48,0%) и сернистые (1,7–8,0%).Битумная часть пермских отложений представляет собой сложнопостроенную толщу карбонатных и терригенных коллекторов, образующих природные резервуары с широким диапазоном коллекторских свойств. Другие регионы сосредоточения природных битумов представлены территориями Самарской, Оренбургской областей, Северного Сахалина, Северного Кавказа, Республики Коми и некоторыми областями Сибири.

**Частный пример месторождений тяжелых нефтей. Месторождение Ярегское**

Ярегское месторождение, в административном отношении, находится в центральном промышленном районе Республики Коми, с высокоразвитой инфраструктурой, в 18 км к юго-западу от города Ухты. Существующие на месторождении посёлки (Ярега, Первомайский, Нижний Доманик) соединены между собой и городом Ухта дорогой с асфальтобетонным покрытием. В пределах поселка Ярега находится железнодорожная станция Ярега, северной магистральной железной дороги Воркута-Москва. Ярегское нефтетитановое месторождение является потенциальной сырьевой базой для обеспечения рынка России продуктами переработки титановой руды и тяжелой нефти. Уникальность его состоит в том, что, кроме больших запасов нефти, оно содержит огромные запасы титановой руды – более 40% всех запасов титанового сырья России. Месторождение относится к Восточно-Тиманской нефтегазоносной области Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

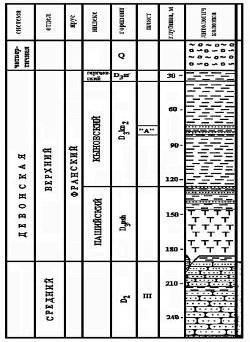
Тектоническая принадлежность: Ухтинская брахиантиклинальная складка. Типструктуры: брахиантиклиналь.

Приурочено к широкой пологой асимметричной антиклинальной складке в северозападной части Ухта-Ижемского вала на северо-восточном склоне Тиманской антеклизы. Присводовая часть антиклинали осложнена Ярегским. Южно-Ярегским, Лыаельским и Вежавожским локальными поднятиями. ПростиПромышленно нефтеносны отложения верхнего и среднего девона. ПростиКоллекторы трещинно-поровые, представлены кварцевыми песчаниками (толщина 26 м). Залежь пластовая сводовая на глубине 140–200 м, многочисленными дизъюнктивными нарушениями разбита на блоки. Нефть тяжелая, высокосмолистая, вязкая, парафинистая; плотность от 0,932 до 0,959 (г/см3). На 1.1.1997 г. добыто 17,7 млн. т нефти. В 1941 г. геолог В.А. Калюжный в песчаниках III-го пласта установил промышленное содержание титановых минералов. На Яреге строится горнообогатительный комплекс для добычи и химического обогащения кремнистотитанового концентрата. Месторождение разрабатывают ЗАО «Битран» и ООО «Комититан».

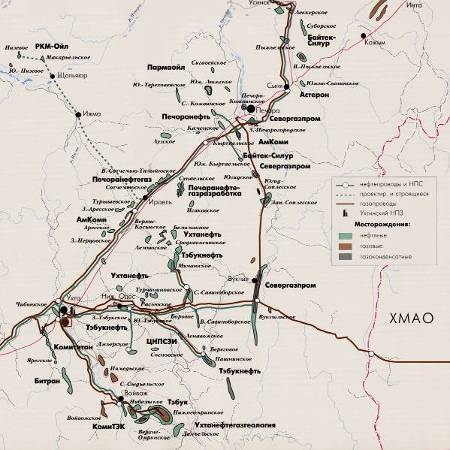
## Дополнительные сведения по месторождению Ярегское

Опытная эксплуатация месторождения с 1935 г. До 1945 г. месторождение разрабатывалось обычным скважинным методом по треугольной сетке с расстояниями между скважинами 75–100 м. добыто 38.5 тыс. т нефти, нефтеотдача не превышала 2%. С конца 1939 г. разработка велась шахтным способом (3 шахты). Из рабочей галереи в надпластовом горизонте, расположенном на 20–30 м выше кровли продуктивного пласта, разбуривали залежь по плотной сетке скважин через 15–25 м. С 1954 г. отработка шахтных полей велась по уклонно-скважинной системе из рабочей галереи внутри продуктивного пласта. Длина скважин 40–280 м. расстояние между забоями 15–20 м. К 1972 г. добыто 7,4 млн. т. нефтеотдача менее 4%. С 1972 г. начата термошахтная эксплуатация с закачкой в продуктивные пласты теплоносителя через нагнетательные скважины из надпластовой галереи. Нефть отбиралась эксплуатационными скважинами из рабочей галереи продуктивного пласта. Кроме нефти в среднедевонских песчаниках обнаружены повышенные концентрации лейкоксена.

## Сводный стратиграфический разрез Ярегского нефтяного месторождения



Карта нефтегазоносности Тимано-Печорской провинции



**Существующие технологии разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов**

Существуют различные способы разработки залежей тяжелых нефтей и природных битумов, которые различаются технологическими и экономическими характеристиками. Применимость той или иной технологии разработки обуславливается геологическим строением и условиями залегания пластов, физико-химическими свойствами пластового флюида, состоянием и запасами углеводородного сырья, климатогеографическими условиями и т.д. Условно их можно подразделить на три, неравноценные по объему внедрения, группы: 1 – карьерный и шахтный способы разработки; 2 – так называемые «холодные» способы добычи; 3 – тепловые методы добычи.

**Карьерный и шахтный способы разработки**

Залежи природных битумов разрабатывают открытыми (карьерными или рудничными) и подземными (шахтными, шахтно-скважинными) методами.

Твердые битуминозные сланцы могут залегать почти у поверхности земли, однако глубина залегания битуминозных пород может достигать и до 750 м (месторождение Пис Ривер, Канада), а порой и более того. Как правило, глубина разработки не превышает 150–200 м., а зачастую разработка ведется и на меньших глубинах.

Добыча нефти карьерным методом состоит из двух основных операций: выемки нефтеносной породы и транспортировки на обогатительную фабрику с последующим извлечением нефти. При данном методе разработки капитальные и эксплуатационные расходы на месторождении относительно невелики, и после проведения дополнительных работ по получению из породы углеводородов, обеспечивается высокий коэффициент нефтеотдачи: от 65 до 85%. Для выемки породы применяют землеройные машины-экскаваторы, скреперы, бульдозеры и т.п.

Наиболее крупным в мире является месторождение битуминозных песков Атабаска в Канаде (провинция Альберта). Мощность песков до 90 м, глубина залегания до 600 м. Пески кварцевые с пористостью до 30%. Битумонасыщенность от 2 до 18%, в среднем 8%. Пески насыщены нефтью и содержат (%): силикатные смолы – 24%, асфальтены – 19%, серу – 5%, азот – 10%, кокс – 19%. Плотность битумов – 1020 кг/м3, запасы – 128 млрд. т. Добыча битуминозных песков ведется роторными экскаваторами (Рис. 1). Затем песчано-битумная масса подается транспортером на измельчительный пункт и экстракционный завод, расположенные около карьера. Обработка нефтеносной породы, т.е. отмыв нефти от частиц породы производится различными способами: аэрированной холодной водой, горячей водой, паром, химическими реагентами и даже методом пиролиза. После экстракции битума, отстоя и центрифугирования он поступает на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ). На установках термоконтактного крекинга НПЗ после предварительной гидроочистки с получением товарной серы выделяют фракции: бензиновые, дизельные, котельного топлива и металлосодержащий кокс. Из двух кубометров песков получают 1 баррель нефти (159 кг). В сутки вырабатывают 8000 м3 нефти, 350 т серы, 260 т кокса и газ. Из отходов извлекают титановые минералы и циркон (до 690 т в год). На юго-запад от Атабаски находятся месторождения Колд-Лейк (14 млрд. м3), Пис-Ривер (12 млрд. м3), Уобаска (14 млрд. м3).

Шахтная разработка может вестись в двух модификациях: очистная шахтная – с подъемом углеводородонасыщенной породы на поверхность и шахтно-скважинная – с проводкой горных выработок в надпластовых породах и бурением из них кустов вертикальных и наклонных скважин на продуктивный пласт для сбора нефти уже в горных выработках. Очистной-шахтный способ.



**Рис. 1 Роторный экскаватор** **Рис. 2 Шахтный метод разработки**

(Рис. 2) применим лишь до глубин 200 метров, зато имеет более высокий коэффициент нефтеотдачи (до 45%) по сравнению со скважинными методами. Большой объем проходки по пустым породам снижает рентабельность метода, который в настоящее время экономически эффективен только при наличии в породе (кроме углеводородов) ещё и редких металлов. Шахтно-скважинный метод разработки применим на более значительных глубинах (до 400 метров), но имеет низкий коэффициент нефтеотдачи и требует большого количества бурения по пустым породам. Принцип шахтно-скважинного метода таков. Если горные выработки находятся ниже продуктивного нефтеносного горизонта, то из них бурятся небольшие дренажные скважины (причем бурение обычно 10–12 скважин), по которым нефть идет самотеком под действием гравитационного фактора и попадает в специальные канавки, находящиеся на дне горной выработки и имеющие небольшой уклон для стока в нефтехранилище. В случае, когда горные выработки находятся выше продуктивного горизонта, также бурят кустовые скважины, но нефть извлекается насосами. Вязкие нефти транспортируются по канавкам при помощи воды открытым способом ввиду почти полного отсутствия газообразных компонентов. Далее из нефтехранилища эта нефть подается на поверхность насосами.

Для повышения темпов добычи тяжелых нефтей и природных битумов и обеспечения полноты выработки запасов в шахтно-скважинном способе разработки используют паротепловое воздействие на пласт. Так называемый термошахтный метод применим на глубинах до 800 метров, имеет высокий коэффициент нефтеизвлечения (до 50%), однако более сложен в управлении, чем шахтный и шахтно-скважинный методы. Наиболее известным примером шахтно-скважинной разработки залежей тяжелых нефтей является разработка Ярегского месторождения.

Разработка Ярегского месторождения подразделена на три этапа: 1) опытный при эксплуатации скважин с поверхности, 2) шахтный способ разработки, 3) шахтный способ с применением теплового воздействия на пласт.

Эксплуатация скважин с поверхности привела к уровню нефтедобычи всего в 2%. Именно тогда возникла идея бурения шахтных скважин, оканчивающихся в системе галерей, расположенных в вышележащем горизонте.

Разработка шахтным способом осуществлялась по двум системам (Рис. 3): 1) ухтинской, при которой залежь дренировали весьма плотной сеткой вертикальных или слегка наклонных скважин (глубиной до 50 м), пробуренных из горной выработки вышележащего туффитового горизонта, находящейся выше продуктивного пласта на 25 метров и 2) уклонно-скважинной – с расположением галерей в верхней части пласта и разбуриванием шестигранников (площадью 8–12 га) в подстилающем горизонте пологими скважинами длиной до 200 м., которые отходят от них как спицы колеса от оси.

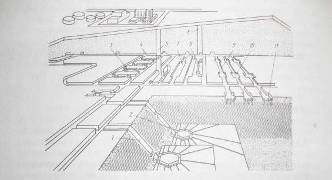


Рис. 3 Схема разработки шахтным способом Ярегского месторождения, включающая в себя ухтинскую и уклонно-скважинную системы

1 – система наклонных скважин; 2 – подземная часть скважины; 3 – насосная станция; 4 – подземная галерея для аэрации; 5 – основная скважина; 6 – скважина для аэрации; 7 – электрическое оборудование; 8 – хранение взрывчатых веществ; 9 – подземная галерея; 10 – камеры, в которые выходят устья скважин; 11 – система сгруппированных скважин

Такая двойная система скважин позволила увеличить коэффициент нефтеотдачи до 6%. Для его повышения было решено прибегнуть к паротепловому воздействию. Необходимо было найти «прорывную» технологию, обеспечивающую решение проблем. Такая технология была предложена, опробована и после проведения большого объема опытных работ по тепловому воздействию на продуктивный пласт в условиях шахтной разработки, с 1972 года началось широкомасштабное внедрение «двухгоризонтной системы» термошахтного способа разработки (Рис. 4) на всех нефтешахтах.

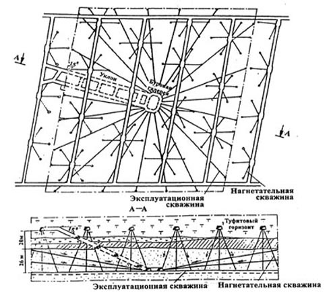


Рис. 4 Двухгоризонтная система разработки

В настоящее время продолжается поиск и совершенствование технологий добычи нефти на месторождении. Так с 1999 г., на нефтешахтах проводились опытно-промышленные работы по испытанию подземно-поверхностной технологии (рис. 5). За период испытания новой технологии получен достаточный материал для проведения анализа разработки и подтверждена методика расчета технологических показателей разработки по предложенному способу.

Данный метод позволил увеличить годовой объём добычи нефти в настоящее время до 690 тыс. тонн без существенной реконструкции мощностей, но с серьёзными отступлениями и не выполнением ОТМ, обеспечивающих заявленные преимущества данного способа, по отношению к существующим. (двухгоризонтная, одногоризонтная, панельная системы) и ту эффективность, ради которой эта технология внедряется.

В тот же период были начаты опытно-промышленные работы с применением поверхностных технологий, предложенной Л.М. Рузиным, на площадях ранее отработанных по уклонно-скваженной системе, шахтным способом на естественном режиме истощения. Технология предусматривала циклическую закачку пара (пароциклическую обработку) с переводом скважин в конце цикла закачки в режим эксплуатации. Опытные работы велись в границах шахтного поля 2 бис – ОПУ-99, на третий год разработки этого участка появились положительные контуры эффективности этой технологии, По предложениям специалистов института «РосНИПИтермнефть», руководитель Джалалов К.Э., в ходе ОПР в технологию вносятся корректировки, связанные с переводом контурного ряда скважин, после 3-й пароциклической обработки в режим постоянного нагнетания, то есть сочетание пароциклики с площадным вытеснением. К сожалению, «политические» мотивы не позволили продолжить ОПР и получить реальные результаты.

Начиная с 2004 года на одном их участков месторождения осуществляется адаптация к условиям Ярегского месторождения канадского способа разработки – термо-гравитационного дренирования, сущность которого заключается в разработке нефтяной залежи горизонтальными скважинами с поверхности.

Эффективность любой системы разработки определяется, безусловно, экономическими показателями – затратами на добычу нефти, темпами отбора и коэффициентом извлечения нефти (КИН).

**«Холодные» способы добычи**

К современным «холодным» методам добычи тяжелой нефти, в первую очередь, может быть отнесен метод «CHOPS» (рис. 6), предполагающий добычу нефти вместе с песком за счет осознанного разрушения слабосцементированного коллектора и создания в пласте соответствующих условий для течения смеси нефти и песка (месторождение Ллойдминстер, Канада). Применение метода CHOPS не требует больших инвестиций на обустройство и обеспечивает незначительность эксплуатационных расходов, однако коэффициент нефтеотдачи в этом случае как правило не превышает 10%. При холодной добыче успешно используется специализированное насосное оборудование (например, установки винтовых насосов), с помощью которого производится откачка специально созданной смеси пластового флюида и песка. Добыча песка приводит к возникновению длинных каналов, или «червоточин», обладающих высокой проницаемостью. Опыт показывает, что некоторые каналы могут отходить в стороны от эксплуатационной скважины на расстояние до 200 м. Сочетание пенистости нефти с высокопроницаемыми каналами обуславливает высокие коэффициенты извлечения и высокие дебиты, наблюдаемые у большинства нефтеносных пластов месторождения Ллойдминстер. Несмотря на коммерческий успех технологии холодной добычи, существует ряд признаков, по которым можно судить о вероятном достижении предела ее возможностей. По имеющимся оценкам, объем добываемой в настоящее время нефти составляет 36 500 м3/сут (230 000 барр./сут), при этом согласно прогнозам в следующем десятилетии произойдет снижение добываемых объемов на 50%. Причиной такого снижения добычи являются следующие факторы:

**»** отсутствие новых месторождений, пригодных для разработки с применением методики холодной добычи;

**»** обводнение скважин за счет притока воды по сети каналов;

**»** снижение пластового давления и энергии пластов;

**»** низкий приток жидкости и высокий газовый фактор;

**»** невозможность эксплуатации скважин дольше 7–8 лет в силу вышеуказанных причин.



Рис. 6 Метод разработки «CHOPS»

В числе «холодных» способов добычи тяжелых нефтей и битумов с использованием растворителей следует указать так называемый VAPEX метод (рис. 7) – закачка растворителя в пласт в режиме гравитационного дренажа. Этот способ воздействия предполагает использование пары горизонтальных скважин. За счет закачки растворителя в верхнюю из них, создается камера растворитель (углеводородные растворители, в том числе этан или пропан). Нефть разжижается за счет диффузии в нее растворителя и стекает по границам камеры к добывающей скважине под действием гравитационных сил. Коэффициент извлечения нефти этим методом доходит до 60%, однако темпы добычи чрезвычайно низки.

Таким образом, «холодные» методы разработки залежей тяжелой нефти не лишены ряда существенных недостатков. В их числе ограничения по максимальным значениям вязкости нефти и низкие темпы разработки. Поэтому, подавляющее число активно осуществляемых проектов разработки месторождений тяжелой нефти и битумов связано с тепловыми методами воздействия на пласты.



Рис. 7 Метод разработки «VAPEX».

**Тепловые методы разработки**

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 применением забойных нагревательных устройств – обычно типа ТЭНов) с последующим перемещением фронта горения путём нагнетания воздуха (сухое горение) или воздуха и воды (влажное горение). Второй, наиболее широко применяемый в России и за рубежом, основанный на нагнетании (с поверхности) теплоносителей в нефтяные пласты.

Методы нагнетания теплоносителя в нефтяные пласты имеют две принципиальные разновидности технологии. Первая – основана на вытеснении нефти теплоносителем и его оторочками. Такая разновидность получила в зависимости от вида используемого теплоносителя наименования: паротеплового воздействия на пласт (ПТВ) и воздействия горячей водой (ВГВ) Вторая – на паротепловой обработке призабойной зоны добывающих скважин (ПТОС). В этом случае в качестве теплоносителя используется насыщенный водяной пар.

**Внутрипластовое горение** (рис. 8). Сущность процесса сводится к образованию и перемещению по пласту высокотемпературной зоны сравнительно небольших размеров, в которой тепло генерируется в результате экзотермических окислительных реакций между частью содержащейся в пласте нефти и кислородом нагнетаемого в пласт воздуха.

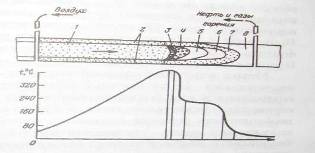


Рис. 8 Внутрипластовое горение

В качестве топлива для горения расходуется часть нефти, остающаяся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой, испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения и претерпевающая изменения вследствие дистилляции, крекинга и других сложных физико-химических процессов. Выгорает 5–25% запасов нефти. Исследованиями установлено, что с увеличением плотности и вязкости нефти расход сгорающего топлива увеличивается, а с увеличением проницаемости уменьшается.

Процесс внутрипластового горения имеет следующие разновидности по направлению движения окислителя:

– прямоточный процесс, когда движение зоны горения и окислителя совпадают;

– противоточный процесс, когда зона горения движется навстречу потоку окислителя.

Технология процесса заключается в следующем. Сначала компрессорами закачивают воздух. Если в течение первых месяцев не обнаруживается признаков экзотермических реакций (по данным анализов газа и температуры в добывающих скважинах), то приступают к инициированию горения. Его можно осуществить одним из методов: электрическим забойным нагревателем, который опускается в скважину на кабеле и обдувается воздухом; забойной газовой горелкой, опускаемой в скважину на двух концентричных рядах труб (для раздельной подачи топлива и воздуха); использование теплоты химических окислительных реакций определенных веществ (пирофоров); подачей катализаторов окисления нефти.

После создания фронта горения в призабойной зоне нагнетательной скважины дальше его поддерживают и перемещают по пласту закачкой воздуха, с постоянно возрастающим его расходом. После того, как процесс горения стабилизировался, в пласте по направлению от нагнетательной скважины к добывающим можно выделить несколько характерных зон.

Между забоем нагнетательной скважины и фронтом горения размещается выжженная зона 1. При нормальном течении процесса в ней остается сухая, свободная от каких-либо примесей порода пласта. У кровли и подошвы пласта в данной зоне после прохождения фронта горения может оставаться нефтенасыщенность 2, так как в связи с потерями тепла в кровлю и подошву температура в этих частях может оказаться недостаточной для воспламенения топлива. Исследованиями установлено, что зона фронта горения 3 имеет сравнительно малые поперечные размеры и не доходит до кровли и подошвы пласта. Непосредственно перед фронтом горения в поровом пространстве породы движется зона 4 коксообразования и испарения сравнительно легких фракций нефти и связанной воды. Нагрев этой области пласта осуществляется за счет теплопроводности и конвективного переноса тепла парами воды, нефти и газообразными продуктами горения. Температура в этой зоне падает от температуры горения до температуры кипения воды (в смеси с нефтью) при пластовом давлении.

Перед зоной испарения движется зона 5 конденсации паров воды и нефти. Температура зоны равна температуре кипения смеси воды и нефти. Впереди этой зоны движется зона 6 жидкого горячего конденсата нефти и воды. Температура в зоне 6 снижается от температуры конденсации до пластовой. Впереди зоны конденсата нефти и воды может образоваться «нефтяной вал» зона 7 (зона повышенной нефтенасыщенности) при температуре равной пластовой. Последняя зона 8 – зона нефти с начальной нефтенасыщенностью и пластовой температурой, через которую фильтруются оставшиеся газообразные продукты горения.

Эффективная реализация процесса внутрипластового горения зависит от правильного подбора нефтяной залежи и всестороннего обоснования признаков, влияющих на успешное и экономичное применение такого способа.

Для внутрипластового горения наиболее благоприятны продуктивные пласты толщиной 3–25 м. Остаточная нефтенасыщенность должна составлять 50–60%, а первоначальная обводненность не более 40%. Вязкость и плотность нефти могут варьироваться в широких пределах. Пористость пласта существенно влияет на скорость продвижения фронта горения и потребное давление для окислителя. Проницаемость более 0,1 мкм2.

**Влажное внутрипластовое горение.** Процесс влажного внутрипластового горения заключается в том, что в пласт вместе с воздухом закачивается в определенном количестве вода, которая, соприкасаясь с нагретой движущимся фронтом горения породой, испаряется. Увлекаемый потоком газа пар переносит теплоту в область впереди фронта горения, где вследствие этого развиваются обширные зоны прогрева, выраженные в основном зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей воды.

Смысл применения влажного внутрипластового горения заключается в том, что добавление к нагнетаемому воздуху агента с более высокой теплоемкостью – воды, улучшает теплоперенос в пласте, что способствует перемещению теплоты из задней области в переднюю относительно фронта горения. Использование основной массы теплоты в области позади фронта горения, т.е. приближение генерированной в пласте теплоты к фронту вытеснения нефти, существенно повышает эффективность процесса теплопереноса и извлечения нефти.

**Паротепловые обработки призабойных зон скважин и закачка в пласт теплоносителя.** Являются наиболее широко применяемыми методами добычи тяжелых нефтей и природных битумов.

Процесс паротепловой обработки (ПТОС) призабойной зоны скважины заключается в периодической закачке пара через НКТ в добывающие скважины для разогрева призабойной зоны пласта и снижения в ней вязкости нефти, т.е. для повышения продуктивности скважин. Цикл (нагнетание пара, выдержка, добыча) повторяется несколько раз на протяжении стадии разработки месторождения. Такой метод называется циклическим.

Основные достоинства – высокий дебит после обработки, меньшие потери тепла по стволу скважины в кровлю и подошву пласта, температура обсадной колонны при нагнетании пара ниже, чем при других вариантах.

Недостатки – падение дебита при последующих циклах, неполное извлечение нефти из пласта, ограниченность зоны прогрева пласта и др.

Существует циркуляционный вариант, при котором пар нагнетают по кольцевому пространству к забою, оборудованному пакером, а через НКТ откачивают конденсат вместе с нефтью. Для этого варианта необходим мощный, однородный пласт, хорошо проницаемый в вертикальном направлении.

Преимущество: эксплуатация скважины не прекращается.

Недостатки: большие потери тепла, высокая температура обсадной колонны и необходимость её защиты от деформации, ограниченность прогрева пласта, необходимость создания специальных пакеров и скважинных насосов для работы при высоких температурах.

Площадной вариант – пар подают в нагнетательную скважину, а нефть,

вытесняемая из пласта оторочкой горячего пароконденсата и пара, добывается

из соседних добывающих. Идет процесс непрерывного фронтального вытеснения нефти из пласта.

Преимущество: высокая нефтеотдача пласта в результате прогрева большой зоны.

Недостатки: затрата значительного количества тепловой энергии, в результате чего метод иногда бывает экономически невыгоден.

Из-за того, что паротепловому воздействию подвергается только призабойная зона скважины, коэффициент нефтеизвлечения для такого метода разработки остается низким (15–20%). Еще одним из недостатков метода является высокая энергоемкость процесса и увеличение объема попутного газа. Поэтому, в основном ПТОС применяются как дополнительное воздействие на призабойную зону скважины при осуществлении процесса вытеснения нефти теплоносителем из пласта, т.е. нагнетания теплоносителя с продвижением теплового фронта вглубь пласта.

Увеличение нефтеотдачи пласта при закачке в него теплоносителя достигается за счет снижения вязкости нефти под воздействием тепла, что способствует улучшению охвата пласта и повышает коэффициент вытеснения. В качестве рабочих агентов могут использоваться горячая вода, пар, горячий полимерный раствор и т.д.

**Закачка горячей воды.** В определенных физико-геологических условиях, в особенности с ростом глубин залегания пластов и повышением давления нагнетания теплоносителей, технологически и экономически целесообразно нагнетать в пласт высокотемпературную воду (до 200 °С), не доводя ее до кипения, так как при высоких давлениях (25 МПа) энтальпия пара, горячей воды или пароводяной смеси практически не различается. После предварительного разогрева призабойной зоны пласта и вытеснения нефти на расстояние нескольких десятков метров от скважины можно переходить на закачку холодной воды. Размеры зон прогрева и последующего охлаждения определяются термогидродинамическими расчетами в зависимости от темпа нагнетания горячей и холодной воды, температур пласта и теплоносителя, а также теплофизических характеристик пласта и теплоносителя. Доказана высокая эффективность от нагнетания высокотемпературной горячей воды при различных геолого-физичских условиях.

**Вытеснение нефти паром.** На основании лабораторных и промысловых опытов установлено, что наиболее эффективным рабочим агентом, используемым для увеличения нефтеотдачи, является насыщенный водяной пар высоких давлений (8–15 МПа). Объем пара может быть в 25–40 раз больше, чем объем воды. Пар в состоянии вытеснить почти до 90% нефти из пористой среды.

Увеличение нефтеотдачи пласта в процессе нагнетания в него пара достигается за счет снижения вязкости нефти под воздействием температуры, что способствует улучшению охвата пласта процессом, а также за счет расширения нефти, перегонки ее с паром и экстрагирования растворителем, что повышает коэффициент вытеснения. Основную долю эффекта вытеснения нефти (40–50%) обеспечивает снижение вязкости нефти, затем дистилляция нефти и изменение подвижностей (18–20%) и в меньшей степени – расширение и смачиваемость пласта.

С целью недопущения рассеивания тепла в окружающие породы, для воздействия паром выбирают нефтяные пласты с достаточно большой толщиной (15 м и более).

К недостаткам метода вытеснения нефти паром следует прежде всего отнести необходимость применения высококачественной чистой воды для парогенераторов, чтобы получить пар с насыщенностью 80% и теплоемкостью 5000 кДж/кг. В воде, питающей парогенератор, должно содержаться менее 0,005 мг/л твердых взвешенных частиц и полностью должны отсутствовать органические вещества (нефть, соли), растворенный газ (особенно кислород), а также катионы магния и кальция (нулевая жесткость).

Обработка воды химическими реагентами, умягчение, удаление газов, обессоливание требуют больших расходов, иногда достигающих 30–35% от общих расходов на производство пара.

Вытеснение нефти паром из песчаных пластов после прогрева и подхода фронта пара к добывающим скважинам сопровождается выносом песка, а из глинистых пластов – снижением их проницаемости, что создает дополнительные трудности.

Отношение подвижностей пара и нефти хуже, чем отношение подвижностей воды и нефти, поэтому охват пласта вытеснением паром ниже, чем при заводнении, особенно в случае вязкостей нефти более 800 – 1000 мПа·с. Повышение охвата пластов процессом вытеснения нефти паром – одна из основных проблем, требующих решения. Другая, наиболее сложная проблема при применении пара – сокращение потерь теплоты через обсадные колонны нагнетательных скважин, которые в обычных условиях достигают 3–4% на каждые 100 м глубины скважины.

При больших глубинах скважин (1000 м и более) потери теплоты в нагнетательных скважинах могут достигать 35 – 45% и более от поданной на устье скважины, что сильно снижает экономическую эффективность процесса. Термоизоляция паронагнетательных труб особенно в глубоких скважинах снижает эти потери, но при этом встречаются технические трудности. Цементация колонны должна осуществляться до самого устья скважины. Цемент должен быть расширяющимся со специальными добавками (до 30 – 60% кремнезема), термостойким.

Основное ограничение на применение метода – глубина не более 800–1000 м.

Несмотря на накопленный опыт в области тепловых методов воздействия на пласты, для отечественной нефтяной промышленности представляется крайне необходимым поиск и создание новых более совершенных технологий разработки залежи тяжелый нефтей и битумов. Это обусловлено как структурой «нетрадиционных» запасов нефти, так и необходимостью более полной выработки запасов углеводородов при достаточной высокой эффективности их добычи. Как уже отмечалось выше, более 2/3 извлекаемых запасов «нетрадиционных» углеводородов в России приходится на битумы, а не на тяжелую нефть. Геологические ресурсы природных битумов на порядок превышают извлекаемые запасы тяжелой нефти. Для разработки таких месторождений с достижением приемлемыми значениями коэффициентов извлечения необходимы новейшие тепловые методы, превосходящие по эффективности уже традиционные технологии теплового воздействия.

**Совершенствование методов разработки высоковязких нефтей и природных битумов**

высоковязкий нефть разработка месторождение

Для исключения убыточности и нерентабельности разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России и за рубежом ведутся работы, направленные на совершенствование и создание технологий повышения нефтеотдачи, позволяющих разрабатывать вышеуказанные месторождения с наибольшей экономической эффективностью.

В сфере разработки месторождений трудноизвлекаемого сырья, необходимо отметить деятельность таких компаний как «Удмуртнефть», «Татнефть», «РИТЭК».

После создания в 1973 г. в Удмуртии ПО «Удмуртнефть» первые попытки разработки основных месторождений с применением традиционных способов – редкими сетками скважин с заводнением – не дали положительных результатов. Скважины имели низкие дебиты, наблюдались быстрые прорывы закачиваемой воды по наиболее проницаемым пластам и пропласткам, не достигались проектные отборы и величины текущей нефтеотдачи, резко снижалась рентабельность освоения месторождений. Из-за применения в расчетах упрощенных гидродинамических моделей без учета осложняющих факторов оказались существенно завышенными проектные технико-экономические показатели разработки и особенно значения конечной нефтеотдачи, которые принимались проектами в пределах 34–45%.

Поэтому уже в 1975 г. были начаты масштабные комплексные научные исследования по созданию принципиально новых технологий повышения нефтеотдачи. Были организованы целенаправленные теоретические и экспериментальные исследования особенностей механизма нефтеотдачи в сложных трещинно-порово-кавернозных коллекторах с нефтями повышенной и высокой вязкости.

Накопленный мировой опыт разработки залежей с высоковязкими нефтями, содержащимися главным образом в терригенных коллекторах, доказывал эффективность использования тепловых методов (воздействие горячей водой – ВГВ и паротепловое воздействие – ПТВ). Однако для карбонатных коллекторов с тяжелыми вязкими нефтями подобных разработок не было. В Удмуртии разработка технологий освоения трудноизвлекаемых запасов в карбонатных коллекторах велась в двух направлениях: 1) поиск и создание технологий физико-химического воздействия на пласт, 2) тепловое воздействие на пласт.

Итогом целенаправленных научно-практических исследований стало создание принципиально новых технологий и способов рациональной разработки и повышения нефтеотдачи для решения проблемы эксплуатации сложнопостроенных месторождений с карбонатными коллекторами. Не имеющие аналогов в мировой практике термополимерные и термоциклические технологии воздействия на пласт научно обоснованы на уровне изобретений и патентов, испытаны и широко внедрены в производство. Если традиционно применяемые технологии заводнения в карбонатных коллекторах с нефтями повышенной и высокой вязкости могли обеспечить конечную нефтеотдачу не более 20–25%, то новые технологии позволяют довести нефтеотдачу до 40–45%.

Сущность нового подхода заключается в том, что при воздействии растворами полимера (полиакриламид концентрации 0,05–0,10%) удается существенно выравнивать профили приемистости в нагнетательных скважинах, а главное – значительно увеличивать коэффициент охвата неоднородного коллектора рабочим агентом. За счет выравнивания соотношения вязкостей вытесняемой и вытесняющей фаз происходит гашение вязкостной неустойчивости фронтов вытеснения – неконтролируемых прорывов воды к добывающим скважинам.

Исследования и последующий промышленный опыт показали, что технологии полимерного воздействия повышают в 1,5–1,7 раза конечную текущую нефтеотдачу по сравнению с таковой от воздействия необработанной водой, т.е. при заводнении существенно ниже динамика обводнения добывающих скважин и выше их рабочие дебиты. Разработанная новая технология термополимерного воздействия (ТПВ) предусматривает закачку в пласт нагретого до 80–90 °С полимерного раствора той же концентрации, что и холодный раствор.

Существенное улучшение механизма извлечения нефти из пластов при ТПВ заключается в том, что закачиваемый горячий полимерный раствор после прохождения по пласту снижает свою температуру до пластовой, тем самым увеличивая свою вязкость на фронте вытеснения, что приводит к его выравниванию и увеличению коэффициента охвата пласта. Причем этот процесс в пласте оказывается саморегулируемым, что особенно важно в трещиноватых коллекторах. На Мишкинском и Лиственском месторождении месторождениях дополнительная добыча нефти за счет технологии ТПВ превысила 560 тыс. т. Так, 1 т сухого полимера позволяет дополнительно добывать 263 т нефти.

В целях совершенствования технологии ТПВ была разработана новая технология термополимерного воздействия с добавлением полиэлектролита (ТПВПЭ), способствующего замедлению возможной деструкции полимера и более глубокому проникновению его в пласт. Кроме того, используя данную технологию, удалось существенно сократить расход дорогостоящего полимера (на 15–20%), снизив тем самым себестоимость добытой нефти. Дальнейшее совершенствование технологии ТПВ шло по пути значительного снижения энергоемкости и ресурсосбережения, что привело к разработке технологии циклического внутрипластового полимерно-термического воздействия (ЦВПТВ). Здесь закачка теплоносителя и раствора полимера осуществляется уже в несколько циклов, после чего предусматривается закачка обычной воды. Цикличность процесса ЦВПТВ приводит к увеличению охвата пласта рабочим агентом, интенсификации капиллярных и термоупругих эффектов и сокращению расхода химреагента. Реализация проекта началась на Ижевском месторождении, что позволило дополнительно добыть более 400 тыс. т нефти и достичь конечной нефтеотдачи 35,4 вместо 11,5% при существующем ныне режиме истощения. Применение технологии ЦВПТВ на Лиственском месторождении даст возможность получить дополнительно 2,3 млн. т нефти, увеличить извлечение нефти на 8% в сравнении с таковым при холодном полимерном воздействии (ХПВ). В качестве теплоносителей для нагнетания в пласт с целью повышения нефтеотдачи в настоящее время используется перегретая горячая вода (t=260 °C).

Термические методы на месторождениях высоковязких нефтей обеспечивают кратное увеличение нефтеотдачи относительно таковой при естественных режимах разработки и методах заводнения. В механизме нефтеизвлечения выделяются три основных фактора:

– улучшение отношения подвижностей нефти и воды;

– тепловое расширение пластовой системы;

– улучшение проявления молекулярно-поверхностных сил в пласте.

Внедрение технологий термического воздействия было начато на Гремихинском месторождении. Основной объект разработки – залежь пласта А4 башкирского яруса среднего карбона, со сложными трещинно-порово-кавернозными крайне неоднородными коллекторами. Режим пласта упруговодонапорный. Было ясно, что эффективность разработки месторождения традиционными способами будет низкой. Нефтеотдача, на естественном режиме составляет не более 10–12%. Поэтому в 1983 г. были начаты экспериментальные работы по нагнетанию в пласт теплоносителя: горячей воды с температурой на устье скважин 260 °С.

Однако эта технология весьма энергоемка, требует крупных материальных затрат, поэтому специалистами ОАО «Удмуртнефть» совместно с учеными ряда институтов проводились работы по созданию принципиально новых ресурсо и энергосберегающих технологий, позволяющих вывести заведомо нерентабельные запасы высоковязких нефтей Гремихинского месторождения в разряд прибыльных.

В результате созданы, запатентованы и внедрены в производство принципиально новые высокоэффективные технологии теплового воздействия: импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДТВ), импульсно-дозированное тепловое воздействие с паузой (ИДТВ(П), теплоциклическое воздействие на пласт (ТЦВП) и его модификации.

Сущность технологии ИДТВ заключается в многократном воздействии на матрицу попеременно и строго рассчитанными циклами «нагрев – охлаждение», что способствует более полному вытеснению нефти при поддержании в пласте так называемой «эффективной температуры». Это понятие положено в основу определения необходимых объемов теплоносителя и холодной воды для обеспечивания значительного сокращения энерго- и ресурсозатрат. Интенсификация добычи нефти в режиме ИДТВ определяется ускорением процесса охвата объекта разработки тепловым воздействием.

По сравнению с ПТВ и ВГВ циклический процесс позволяет использовать теплогенерирующие установки для большого числа нагнетательных скважин, так как в периоды нагнетания порции холодной воды теплоноситель нагнетается в другие скважины. При неоднократном повторе циклов смены температур, т.е. при термоциклическом воздействии на матрицу, величина нефтеотдачи достигает 37%, что на 9% выше, чем при заводнении.

В техническом исполнении ИДТВ особых дополнительных конструкций и установок не требует. Применяются стандартные паронагнетательные скважины, внутрискважинное устьевое и наземное оборудование.

В технологии ИДТВ(П) закачка вытесняющих агентов ведется не непрерывно, как в ИДТВ, а с кратковременными остановками (паузами) в периоды нагнетания порций холодной воды. Назначение пауз – периодическое создание в пласте перепадов давления с целью нарушения установившихся потоков флюидов и вовлечения в активную разработку низкопроницаемых зон. Продолжительность паузы принимается равной времени восстановления давления в пласте после остановки скважины. Технология ИДТВ(П), обладая всеми свойствами технологии ИДТВ, обеспечивает увеличение нефтеизвлечения до 40%.

Сущность технологии ТЦВП заключается в организации единого технологического процесса комплексного теплового воздействия на пласт через систему нагнетательных и добывающих скважин. Осуществление одного полного цикла ТЦВП включает: нагнетание теплоносителя в пласт одновременно через центральную нагнетательную и три добывающие скважины, расположенные через одну в 7-точечном элементе, при этом отбор жидкости ведут через оставшиеся три добывающие скважины. Затем происходит смена функции группы добывающих скважин – находящиеся под закачкой теплоносителя переводятся на режим отбора и наоборот; все добывающие скважины переводятся на режим отбора, закачку теплоносителя осуществляют через центральную нагнетательную скважину. Технология предусматривает осуществление трех-пяти таких циклов, что обеспечивает практически полный охват вытеснением всего площадного элемента. Циклический процесс приводит к периодической смене направлений фильтрационных потоков, что является сдерживающим фактором обводнения продукции добывающих скважин. Расчетная конечная нефтеотдача достигает 45%. Если рассматривать зону реагирования, то здесь доля нефти, добытой за счет термических методов, составляет 75%.

Экономическая эффективность от внедрения тепловых методов на Гремихинском месторождении составила около 525 млн р., в том числе по технологиям: ИДТВ – 211 млн р., ИДТВ(П) – 190 млн р., ТЦВП – 64 млн р.

Об эффективности технологий свидетельствует уровень текущей нефтеотдачи (42%) на опытных участках их применения, тогда как прогнозная конечная нефтеотдача при заводнении оценивается в пределах 20–25%.

Объемы дополнительно добытой нефти за счет новых технологий, достигнутые коэффициенты нефтеизвлечения в пределах опытных участков и на объектах в целом свидетельствуют о высокой эффективности внедряемых термических и термополимерных методов на месторождениях высоковязких нефтей Удмуртии. Расчеты себестоимости добычи нефти при внедрении новых технологий по сравнению с традиционными подходами убедительно доказывают их более высокую экономическую эффективность.

Практический опыт разработки Гремихинского, Мишкинского и Лиственского месторождений и расчеты себестоимости добычи нефти при достижении конечных значений нефтеизвлечения показали, что себестоимость добычи нефти при использовании созданных в ОАО «Удмуртнефть» физико-химических и термических методов повышения нефтеотдачи пластов ниже, чем при естественном режиме и заводнении. В результате стало возможным рентабельное применение новых технологий при существующих ценах на нефть.

Таким образом, новые технологии позволили устранить главное препятствие на пути применения тепловых методов при разработке месторождений вязких нефтей – большие затраты, поскольку традиционные тепловые методы по затратам примерно в 2 раза выше, чем при заводнении.

Несмотря на накопленный опыт в области тепловых методов воздействия на пласты, для отечественной нефтяной промышленности представляется крайне необходимым поиск и создание новых более совершенных технологий разработки залежи тяжелый нефтей и битумов. Это обусловлено как структурой «нетрадиционных» запасов нефти, так и необходимостью более полной выработки запасов углеводородов при достаточной высокой эффективности их добычи. Как уже отмечалось выше, более 2/3 извлекаемых запасов «нетрадиционных» углеводородов в России приходится на битумы, а не на тяжелую нефть. Геологические ресурсы природных битумов на порядок превышают извлекаемые запасы тяжелой нефти. Для разработки таких месторождений с достижением приемлемыми значениями коэффициентов извлечения необходимы новейшие тепловые методы, превосходящие по эффективности уже традиционные технологии паротеплового воздействия. Одним из таких методов может явиться парогравитационный дренаж (SAGD) (Рис. 9), который на сегодняшний день в мире зарекомендовал себя как очень эффективный способ добычи тяжелой нефти и природных битумов. В классическом описании эта технология требует бурения двух горизонтальных скважин, расположенных параллельно одна над другой, через нефтенасыщенные толщины вблизи подошвы пласта. Верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания пара в пласт и создания высокотемпературной паровой камеры.

Процесс парогравитационного воздействия начинается со стадии предпрогрева, в течение которой (несколько месяцев) производится циркуляции 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. На основной стадии добычи производится уже нагнетание пара в нагнетательную скважину.

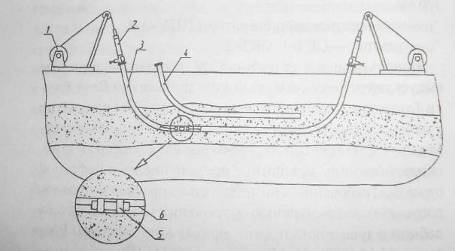


Рис. 9 Схема установки для добычи битума в режиме парогравитационного дренажа. Условные обозначения: 1 – лебедка; 2 – устьевое оборудование; 3,4 – эксплуатационные колонны соответственно добывающей и нагнетательной скважин; 5 – сваб; 6 – канат.

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 стекают вниз к добывающей скважине под действием силы тяжести. Рост паровой камеры вверх продолжается до тех пор, пока она не достигнет кровли пласта, а затем 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.

Для повышения добычи и снижения энергозатрат некоторые компании начинают комбинировать методы VAPEX и SAGD. Одним из решений является технология SAP (Solvent Aided Process), в которой объединены преимущества указанных методов. В процессе SAP небольшое количество углеводородного растворителя вводится в качестве добавки в пар, закачиваемый при применении технологии SAGD. В то время как пар является основным теплоносителем и снижает вязкость нефти, добавка растворителя способствует ее разжижению в еще большей степени. Хотя улучшение экономических показателей зависит от конкретной ситуации, анализ полученных результатов показывает экономическую выгоду перехода с процесса SAGD на SAP.

В Канаде под закачкой растворителя подразумевается закачка углеводородных газов (парафиновых растворителей), таких как метан, пропан, бутан и их смеси. Этот метод требует наличия поблизости источника углеводородных газов и высокотехнологичного оборудования для их закачки. В то время как, месторождения сверхвязких нефтей Республики Татарстан характеризуются малой глубиной залегания продуктивного пласта (менее 100 м) и низкими пластовыми давлениями. В таких условиях применение данных растворителей нецелесообразно. Наиболее подходящими растворителями для вытеснения сверхвязких нефтей, содержащихся в слабоцементированных песчаниках уфимского яруса, являются углеводородные жидкости (нефтяные растворители), вязкость которых меньше вязкости нефти.

В мае 2006 г. специалистами ОАО «Татнефть» начат уникальный проект по добыче сверхвязких нефтей на Ашальчинском месторождении с использованием технологии парогравитационного воздействия. Для повышения ее эффективности была проведена экспериментальная оценка использования нефтяных растворителей совместно с закачкой пара. С целью выбора подходящего растворителя для вытеснения сверхвязких нефтей Ашальчинского и Мордово-Кармальского месторождений исследованы физико-химические свойства следующих растворителей: миа-прома, кичуйского нестабильного бензина, абсорбента Н, девонской нефти, нефраса 120/200, смесового растворителя «МС-50», нефраса 130/150, нефраса 150/200, нефраса 150/300, стерлитамакского абсорбента, дистиллята, дизельного топлива, абсорбента А-2, печного топлива.

Установлено, что самой низкой растворяющей способностью обладает дистиллят, производимый на базе Азнакаевской НГДУ «Азнакаевскнефть» (количество растворенной нефти составляет 4,67%), а самой высокой – нефрас 150/300 (15,1%).

Установлено, что все исследованные нефтяные растворители, кроме дистиллята, применимы в технологиях паротеплового воздействия, так как они не осаждают асфальтосмолистые вещества из сверхвязкой нефти. Анализ результатов исследований свидетельствует о том, что все изученные нефтяные растворители ускоряют разрушение водонефтяных эмульсий, приготовленных на основе сверхвязкой нефти Ашальчинского и Мордово-Кармальского месторождений при температуре 95 и 20 °С. Полученные результаты позволяют рекомендовать для при – менения в технологиях VAPEX и SAP в Татарстане нефтяные растворители, такие как абсорбент и нефрас, которые полностью соответствуют требованиям, предъявляемым к растворителям, используемым совместно с тепловыми методами.

Интересна технология инновационного технико-технологического комплекса парогазового воздействия разработанная в ОАО «РИТЭК». Суть ее состоит в том, что в парогазогенераторной установке теплоноситель образуется непосредственно в призабойной зоне пласта (рис. 10). При генерации теплоносителя в призабойной зоне тепловые потери при транспортировке пара практически отсутствуют. Экономичность таких устройств по эффективности сжигания топлива примерно на 30%выше, чем у наземных установок.

В парогазогенераторе для генерации парогазовой смеси используются только жидкие компоненты: вода и монотопливо (система, в которой все необходимые для реакции компоненты содержатся в одном жидкостном потоке). Кроме того, при работе парогазогенератора в нефтяной пласт нагнетается не чистый пар, а его смесь с продуктами сгорания, так называемая парогазовая смесь. Парогаз оказывает на пласт комбинированное воздействие: тепловое и физико-химическое, так как в его состав входят, помимо водяного пара, углекислый газ и азот. Таким образом, в парогазогенераторах обеспечивается практически полное использование химической энергии топлива, отсутствуют выбросы отработанных газов в атмосферу, а тепловое воздействие на пласт дополняется физико-химическим.

В мае 2009 г. в скв. 249 Мельниковского месторождения в Республике Татарстан были начаты опытно-промысловые испытания парогазогенераторного комплекса на монотопливе, которые уже дали положительные результаты. Это завершающий этап разработки уникальной комплексной технологии, позволяющей осуществлять добычу высоковязкой нефти на больших глубинах. Данная технология и разработанный комплекс оборудования открывают большие возможности для добычи нетрадиционного сырья, в частности в Республике Татарстан, где сосредоточены значительные запасы высоковязкой нефти.

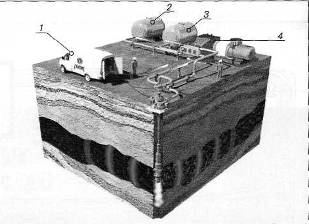


Рис. 10. Принципиальная схема установки парогазогенератора на монотопливе: 1– станция управления; 2– монотопливо; 3 – вода; 4– плунжерный насос

**Заключение**

Таким образом, запасы высоковязких нефтей и природных битумов гораздо больше запасов традиционной мало- и средневязкой нефти. Распространение месторождений трудноизвлекаемого сырья в мире достаточно широкое.

Наиболее активная деятельность по разработке месторождений тяжелых нефтей и природных битумов ведется в Канаде, США, России, Венесуэле.

В России также широка география тяжелых нефтей, но наибольшее их преобладание в европейской части страны. Не все российские нефтяные компании гонятся за трудноизвлекаемыми углеводородами с целью получения прибыли, т. к. разработка таких месторождений подчас бывает убыточной, несмотря на государственную поддержку. Однако, некоторые компании имеют приоритетным направлением разработку именно таких месторождений (н-р «Татнефть», «Удмуртнефть», «Коминефть»).

Высоковязкие нефти, а, в частности природные битумы, необходимо рассматривать как комплексное сырьё. Они содержат в своем составе такие ценные гетероорганические соединения, как нафтеновые кислоты, сульфокислоты, простые и сложные эфиры, такие уникальные компоненты, как металлопорфирины (связаны с ванадилом и никелем), которые могут служить источником уникальных катализаторов, сенсибилизаторов, органических полупроводников. Они используются в медицине, в биотехнологиях, в химических технологиях, в микроэлектронике, поэтому спрос на них существует в тех странах, где эти технологии интенсивно развиваются. До сих пор уникальные нефти используются в качестве печного топлива, т. к. их на НПЗ не принимают, что ведет не только к потере ценных компонентов, но и наносит существенный экологический ущерб.

Специалистами ВНИГРИ были изучены технологии разработки высоковязких нефтей и природных битумов и их модификации: внутрипластовое горение и паротепловое воздействие. Оказалось что при внутрипластовом горении мы не только теряем часть нефти, но и теряем ценные попутные компоненты (потери ванадия от 36 до 75%). При паротепловом методе воздействия потери ценных компонентов не превышали 10–15%.

Итак, развитие направления разработки высоковязких нефтей и природных битумов должно включать в себя следующие работы:

– изучение накопленного отечественного и зарубежного опыта по разработке месторождений высоковязких нефтей (ВВН) и природных битумов (ПБ);

– анализ и разработку рациональных методов добычи ВВН и ПБ и повышение нефтеотдачи для максимального извлечения всех полезных компонентов;

– создание технологий получения из ВВН И ПБ товарной нефти на промысле, соответствующей стандартам приемки в магистральный трубопровод;

– разработка технологий и создание нефтеперерабатывающих мощностей, рассчитанных на повышение глубины переработки ВВН и ПБ и степени извлечения попутных компонентов;

– решение специфических экологических проблем, связанных с добычей, транспортировкой и переработкой ВВН и ПБ.

Несмотря на то, что разработка высоковязких нефтей и природных битумов на сегодняшний день лидирующим направлением не является, рано или поздно она приобретет свое ведущее место.

**Список литературы**

1. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1988. – с. 343.

2. Билалова Г.А., Билалова Г.М. Применение новых технологий в добыче нефти. – Учебное пособие. – Волгоград: Издательский Дом «Ин-Фолио», 2009. – 272 с.

3. Бурже Ж.П., Сурио М., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1988. – 424 с.

4. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. – М.: Нефть и газ. – 1996. – 284 с.

5. Николин И.В. МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ. Наука – фундамент решения технологических проблем развития России, 2007 г., №2

6. www.rogtecmagazine.com «ТЕХНОЛОГИИ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКИ РАСТВОРИТЕЛЯ ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ»

7. http://www.ogbus.ru Полищук Ю.М., Ященко И.Г. ВЫСОКОВЯЗКИЕ НЕФТИ: АНАЛИЗ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ И ВРЕМЕННЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ Нефтегазовое дело, 2005

8. Евгения Данилова, к. х. н. Тяжелые нефти России The Chemical Journal Декабрь 2008

9. В.И. Кокорев (ОАО «РИТЭК») Инновационный подход к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти нефтяное хозяйство 08.2009 г.

10. В.И. Кудинов (ОАО «Удмуртнефть»), В.А. Савельев, Т.И. Головина (УдмуртНИПИнефть) «Экономическая эффективность внедрения тепловых методов повышения нефтеотдачи на месторождениях ОАО «УДМУРТНЕФТЬ»»

11. www.ngtp.ru Искрицкая Н.И. «Экономическая эффективность инноваций ВНИГРИ при освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов» Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2006 (1)