

УДК 667.621.32

АНАЛИЗ МЕТОДОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ

THE ANALYSIS OF METHODS FOR DEVELOPING FIELDS OF HIGH-TYPED OILS AND NATURAL BITUMENS

Нвизуг-Би Лейи Клуверт

аспирант,
Кубанский государственный
технологический университет
kluivert_dgreat@mail.ru

Аннотация. В статье 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.

Ключевые слова: высоковязкие нефти и природные битумы; карьерный и шахтный способы разработки; «холодные» способы добычи; тепловые методы разработки; паротепловые обработки призабойных зон скважин; закачка в пласт теплоносителя; процесс парогравитационного воздействия.

Nwizug-bee Leyii Kluivert

Postgraduate Student,
Kuban state technological university
kluivert_dgreat@mail.ru

Annotation. The article considers various methods for developing deposits with high and high viscosity oil, as well as some methods for developing natural bitumen deposits. It should be noted that methods for the development of bitumen deposits may differ significantly from methods for developing viscous oil fields, but in some cases methods can be applied to both one and the other fields. The choice of the method is mainly influenced by the geological and physical properties of the oil-containing reservoirs and the physical properties of the saturating fluid.

Keywords: high viscosity oils and natural bitumen; career and mining methods of development; «cold» ways of extraction; thermal methods of development; steam-heat treatment of bottomhole well zones; injection into the reservoir of the coolant; process of the steam and gravitational effect.

Введение

Важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли не только России, но и ряда других нефтедобывающих стран мира являются запасы высоковязких тяжёлых нефтей и природных битумов. По разным оценкам их запасы составляют от 790 млрд тонн до 1 трлн. тонн, 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 тяжёлых 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 тяжёлых 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). Указанные месторождения используются в качестве объектов опытно-промышленной разработки высоковязкой нефти и природных битумов.

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

Общие сведения о месторождениях высоковязких нефтей и природных битумов

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

Вязкость в пластовых условиях для месторождений тяжёлой 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 тяжёлых нефтей характеризуются довольно высокими емкостными свойствами. Значения пористости могут лежать в пределах от 20 до 45 %. При этом для коллекторов характерна расчленённость и значительная неоднородность фильтрационных свойств (проницаемость может изменяться от сотых долей до нескольких единиц мкм²).

Залежи тяжёлых нефтей встречаются на всех диапазонах глубин от 300 м до глубин свыше 1500 м. При этом доля балансовых запасов высоковязких нефтей расположенных на глубинах свыше 1500 м составляет только 5 % всех запасов. Наиболее значимые по запасам месторождения расположены в диапазонах глубин 1000–1500 м. Очень часто месторождения высоковязкой нефти представляют собой сложную многопластовую систему, в которой различные этажи нефтеносности имеют не только различные фильтрационно-емкостные 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 счёт 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 лёгкие фракции, вязкие, полутвёрдые естественные производные нефти (мальты, асфальты, асфальтиты). Кроме повышенного содержания асфальтено-смолистых компонентов (от 25 до 75 % масс.), высокой плотности, аномальной вязкости, обуславливающие специфику добычи, транспорта и переработки, природные битумы отличаются от маловязких нефтей значительным содержанием серы и металлов, особенно пятиокиси ванадия V_2O_5 и никеля (Ni) в концентрациях, соизмеримых с содержанием металлов в промышленных рудных месторождениях в России и странах СНГ (V_2O_5 до 7800 г/т) и за рубежом (V_2O_5 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 % масс., а V_2O_5 и Ni соответственно 2000 г/т и 100 г/т. В асфальтитах Оренбуржья концентрация серы превышает 6–8 % масс., а V_2O_5 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 тяжёлые (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.

Ярегское месторождение как частный пример месторождений тяжёлых нефтей

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 тяжёлой 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. Тип структуры – брахиантиклиналь.

Приурочено к широкой пологой асимметричной антиклинальной складке в северо-западной части Ухта-Ижемского вала на северо-восточном склоне Тиманской антеклизы. Присводовая часть антиклинали осложнена Ярегским, Южно-Ярегским, Лыаельским и Вежавожским локальными поднятиями. Промышленно нефтеносны отложения верхнего и среднего девона. Коллекторы трещинно-поровые, представлены кварцевыми песчаниками (толщина 26 м). Залежь пластовая сводовая на глубине 140–200 м, многочисленными дизъюнктивными нарушениями разбита на блоки. Нефть тяжёлая, высокосмолистая, вязкая, парафинистая; плотность от 0,932 до 0,959 (г/см³). На 01.01.2017 г. добыто свыше 20 млн тонн нефти.

Опытная эксплуатация месторождения началась с 1935 года. До 1945 года месторождение разрабатывалось обычным скважинным методом по треугольной сетке с расстояниями между скважинами 75–100 м, добыто 38,5 тыс. тонн нефти, нефтеотдача не превышала 2 %. С конца 1939 года 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 года 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 году добыто 7,4 млн тонн, нефтеотдача менее 4 %. С 1972 года начата термощахтная 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.

Существующие технологии разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов

Существуют различные способы разработки залежей тяжёлых 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 объёму 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.

Твёрдые 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 ведётся 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 тонн. Добыча битуминозных песков ведётся роторными экскаваторами (рис. 1). Затем песчано-битумная масса подаётся транспортёром на измельчительный пункт и экстракционный завод, расположенные около карьера. Обработка нефтеносной породы, т.е. отмыв нефти от частиц породы, производится различными способами: азрированной 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 металлодержащий кокс. Из двух кубометров песков получают 1 баррель нефти (159 кг). В сутки вырабатывают 8000 м³ нефти, 350 тонн серы, 260 тонн кокса и газ. Из отходов извлекают титановые минералы и циркон (до 690 тонн в год). На юго-запад от Атабаски находятся месторождения Колд-Лейк (14 млрд м³), Пис-Ривер (12 млрд м³), Уобаска (14 млрд м³).



Рисунок 1 – Роторный экскаватор

Шахтная разработка может вестись в двух модификациях: очистная шахтная (с подъёмом 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. 2) применим лишь до глубин 200 м, зато имеет более высокий коэффициент нефтеотдачи (до 45 %) по сравнению со скважинными методами. Большой объём 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 м), 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 (причём бурение обычно 10–12 скважин), по которым нефть идёт 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 подаётся на поверхность насосами.

Для повышения темпов добычи тяжёлых нефтей и природных битумов и обеспечения полноты выработки запасов в шахтно-скважинном способе разработки ис-

пользуют паротепловое воздействие на пласт. Так называемый термошахтный метод применим на глубинах до 800 м, имеет высокий коэффициент нефтеизвлечения (до 50 %), однако более сложен в управлении, чем шахтный и шахтно-скважинный методы. Наиболее известным примером шахтно-скважинной разработки залежей тяжёлых нефтей является разработка Ярегского месторождения.



Рисунок 2 – Шахтный метод разработки

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:

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 м;

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.

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 объёма опытных работ по тепловому воздействию на продуктивный пласт в условиях шахтной разработки, с 1972 года началось широкомасштабное внедрение «двухгоризонтной системы» термошахтного способа разработки (рис. 3) на всех нефтешахтах.

В настоящее время продолжается поиск и совершенствование технологий добычи нефти на месторождении. Так, с 1999 года на нефтешахтах проводились опытно-промышленные работы по испытанию подземно-поверхностной технологии. За период испытания новой технологии получен достаточный материал для проведения анализа разработки и подтверждена методика расчёта 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.

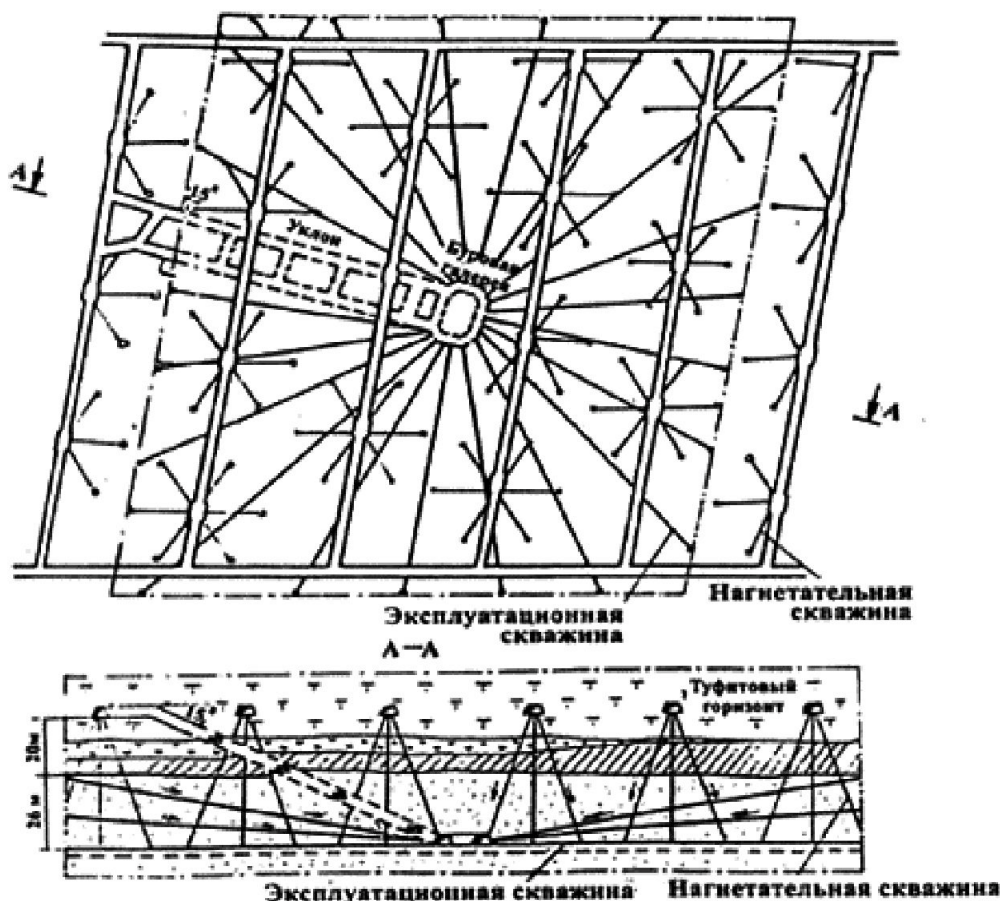


Рисунок 3 – Двухгоризонтная система разработки

В тот же период были начаты опытно-промышленные работы с применением поверхностных технологий, предложенных Л.М. Рузиным, на площадях ранее отработанных по уклонно-скважинной 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» в ходе ОПР в технологию вносятся корректировки, связанные с переводом контурного ряда скважин после третьей пароциклической обработки в режим постоянного нагнетания, т.е. сочетание пароциклики с площадным вытеснением. К сожалению, «политические» мотивы не позволили продолжить ОПР и получить реальные результаты.

Начиная с 2004 года, на одном из 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 тяжёлой нефти, в первую очередь, может быть отнесён метод «CHOPS» (рис. 4), предполагающий добычу нефти вместе с песком за счёт 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 её возможностей. По имеющимся оценкам, объём добываемой в настоящее время нефти составляет 36 500 м³/сут. (230 000 барр./сут.), при этом согласно прогнозам в следующем десятилетии произойдёт снижение добываемых объёмов на 50 %. Причиной такого снижения добычи являются следующие факторы:

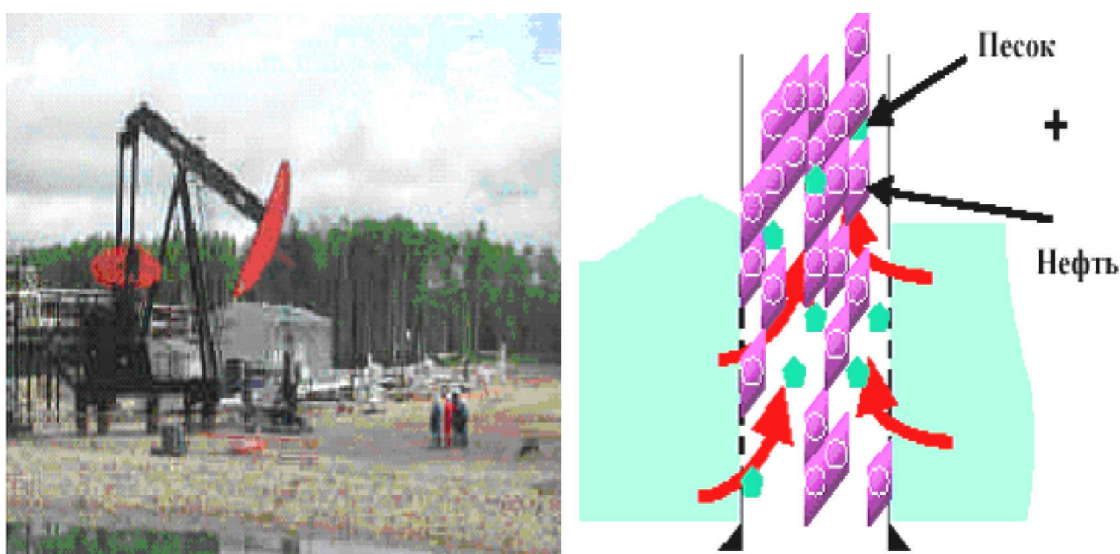


Рисунок 4 – Метод разработки «CHOPS»

- отсутствие новых месторождений, пригодных для разработки с применением методики холодной добычи;
- обводнение скважин за счёт 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.

В числе «холодных» способов добычи тяжёлых нефтей и битумов с использованием растворителей следует указать так называемый «VAPEX» метод (рис. 5) – закачка растворителя в пласт в режиме гравитационного дренажа. Этот способ воздействия предполагает использование пары горизонтальных скважин. За счёт закачки растворителя в верхнюю из них создаётся камера растворителя (углеводородные растворители, в том числе этан или пропан). Нефть разжижается за счёт диффузии в неё 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 тяжёлой 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 тяжёлой нефти и битумов связано с тепловыми методами воздействия на пласты.

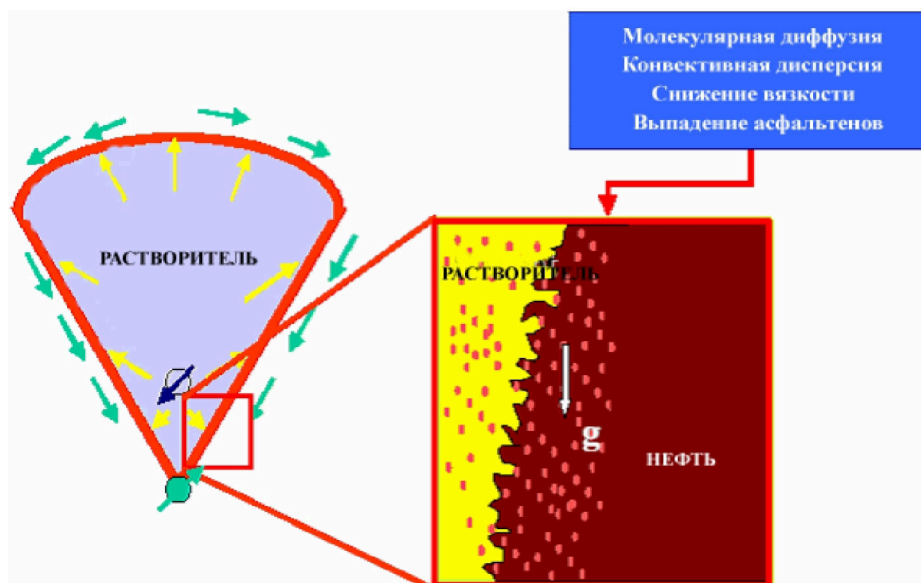


Рисунок 5 – Метод разработки «VAPEX»

Тепловые методы разработки

Тепловые методы разработки нефтяных месторождений делятся на два принципиально различных вида. Первый, основанный на внутрискластовых процессах горения, создаваемых путём 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.

Внутрискластовое горение (рис. 6). 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.

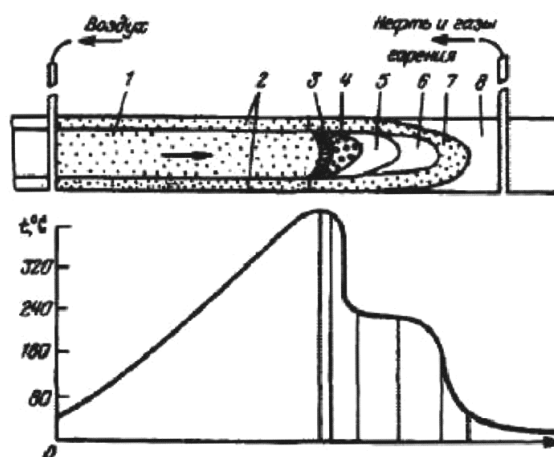


Рисунок 6 – Внутрискластовое горение

В качестве топлива для горения расходуется часть нефти, остающаяся в пласте после вытеснения её 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 иницированию 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 определённых 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 остаётся 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 лёгких фракций нефти и связанной воды. Нагрев этой области пласта осуществляется за счёт 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 требуемое 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 определённом 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 теплоёмкостью – 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 тяжёлых 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. Идёт 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 остаётся низким (15–20 %). Ещё одним из недостатков метода является высокая энергоёмкость процесса и увеличение объёма 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 счёт 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 определённых 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 её 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 расчётами 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-физических 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). Объём пара может быть в 25–40 раз больше, чем объём воды. Пар в состоянии вытеснить почти до 90 % нефти из пористой среды.

Увеличение нефтеотдачи пласта в процессе нагнетания в него пара достигается за счёт снижения вязкости нефти под воздействием температуры, что способствует улучшению охвата пласта процессом, а также за счёт расширения нефти, перегонки её 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 теплоёмкостью 5000 кДж/кг. В воде, питающей парогенератор, должно содержаться менее 0,005 мг/л твёрдых взвешенных частиц и полностью должны отсутствовать органические вещества (нефть, соли), растворённый газ (особенно кислород), а также катионы магния и кальция (нулевая жёсткость).

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 создаёт 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 % кремнезёма), термостойким.

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

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

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» и др.

После создания в 1973 году 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 расчётах упрощённых гидродинамических моделей без учёта 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 году 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 тяжёлыми 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 %) удаётся существенно выравнять профили приёмистости в нагнетательных скважинах, а главное – значительно увеличивать коэффициент охвата неоднородного коллектора рабочим агентом. За счёт 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. Причём этот процесс в пласте оказывается саморегулируемым, что особенно важно в трещиноватых коллекторах. На Мишкинском и Лиственском месторождениях дополнительная добыча нефти за счёт технологии ТПВ превысила 560 тыс. тонн. Так, 1 тонна сухого полимера позволяет дополнительно добывать 263 тонн 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 энергоёмкости 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. тонн 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 тонн 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 ($t = 260\text{ }^{\circ}\text{C}$).

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:

- 1) улучшение отношения подвижностей нефти и воды;
- 2) тепловое расширение пластовой системы;
- 3) улучшение проявления молекулярно-поверхностных сил в пласте.

Внедрение технологий термического воздействия было начато на Гремихинском месторождении. Основной объект разработки – залежь пласта A_4 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 году были начаты экспериментальные работы по нагнетанию в пласт теплоносителя – горячей воды с температурой на устье скважин $260\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Однако эта технология весьма энергоёмка, требует крупных материальных затрат, поэтому специалистами ОАО «Удмуртнефть» совместно с учёными 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 объёмов теплоносителя и холодной воды для обеспечения 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 устьеовое и наземное оборудование.

В технологии ИДТВ(П) закачка вытесняющих агентов ведётся 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 3–5 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. Расчётная конечная нефтеотдача достигает 45 %. Если рассматривать зону реагирования, то здесь доля нефти, добытой за счёт термических методов, составляет 75 %.

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

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 %.

Объёмы дополнительно добытой нефти за счёт 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. Расчёты 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 расчёты 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 нефтяной промышленности России представляется крайне необходимым поиск и создание новых более совершенных технологий разработки залежей тяжёлых 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 тяжёлую нефть. Геологические ресурсы природных битумов на порядок превышают извлекаемые запасы тяжёлой 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 (Steam Assisted Gravity Drainage) (рис. 7), который на сегодняшний день в мире зарекомендовал себя как очень эффективный способ добычи тяжёлой 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.

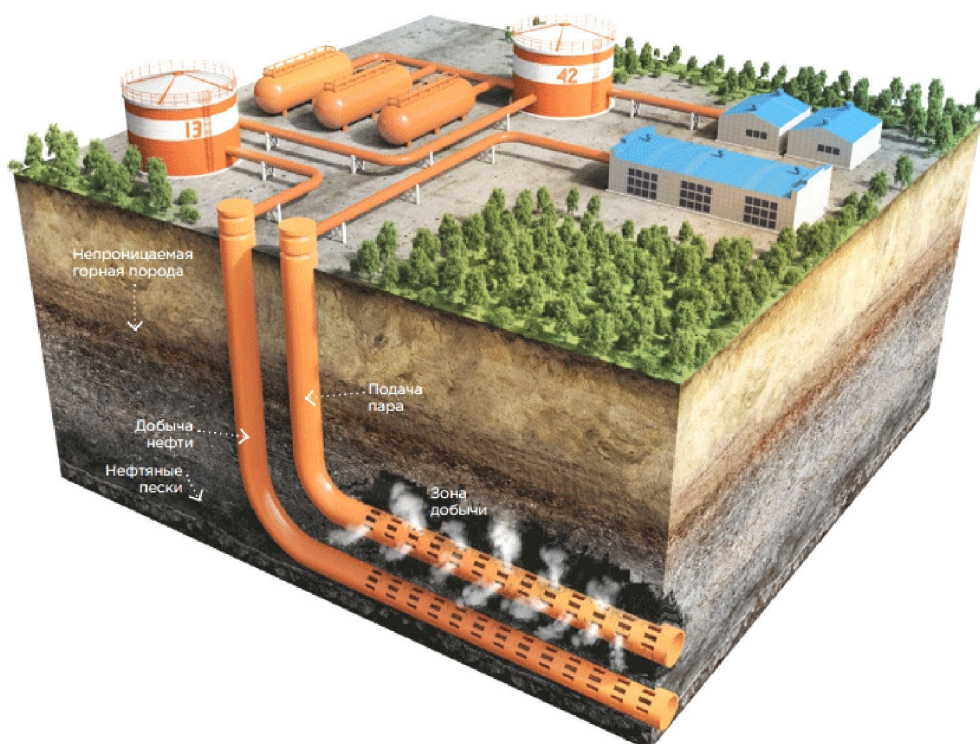


Рисунок 7 – Технология парогравитационного дренажа SAGD

Процесс парогравитационного воздействия начинается со стадии предпрогрева, в течение которой (несколько месяцев) производится циркуляция пара в обеих скважинах. При этом за счёт 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.

Закачиваемый пар из-за разницы плотностей пробивается к верхней части продуктивного пласта, создавая увеличивающуюся в размерах паровую камеру. На поверхности

раздела паровой камеры и холодных нефтенасыщенных толщин постоянно происходит процесс теплообмена, в результате которого пар конденсируется в воду и вместе с разогретой нефтью стекает вниз к добывающей скважине под действием силы тяжести. Рост паровой камеры вверх продолжается до тех пор, пока она не достигнет кровли пласта, 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 её разжижению в ещё 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. Так как месторождения сверхвязких нефтей Республики Татарстан характеризуются малой глубиной залегания продуктивного пласта (менее 100 м) и низкими пластовыми давлениями, то 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 года специалистами ОАО «Татнефть» начат уникальный проект по добыче сверхвязких нефтей на Ашальчинском месторождении с использованием технологии парогравитационного воздействия. Для повышения её эффективности была проведена экспериментальная оценка использования нефтяных растворителей совместно с закачкой пара. С целью выбора подходящего растворителя для вытеснения сверхвязких нефтей Ашальчинского и Мордово-Кармального 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 растворённой 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 асфальто-смолистые 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-Кармального месторождений при температуре 95 и 20 °С. Полученные результаты позволяют рекомендовать для применения 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 её состоит в том, что в парогазогенераторной установке теплоноситель образуется непосредственно в призабойной зоне пласта. 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 года в скважине № 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.

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 тяжёлых нефтей и природных битумов ведётся в Канаде, США, России, Венесуэле, Нигерии и других странах.

В России также широка география тяжёлых 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 («Татнефть», «Удмуртнефть», «Коминнефть» и др.).

Высоковязкие нефти и природные битумы необходимо рассматривать как комплексное сырьё. Они содержат в своём составе такие ценные гетероорганические соединения, как нафтеновые кислоты, сульфокислоты, простые и сложные эфиры, такие уникальные компоненты, как металлопорфирины (связаны с ванадилем и никелем), которые могут служить источником уникальных катализаторов, сенсоризаторов, органических полупроводников. Они используются в медицине, биотехнологиях, химических технологиях, 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 ведёт 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 теряется не только часть нефти, но и 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 приёма 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 не является лидирующим направлением, рано или поздно она приобретёт своё ведущее место.

Литература:

1. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
2. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. – М. : Издательство «Недра», 1988. – 343 с.
3. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважи : учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.] – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
5. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.
6. Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. – М. : Издательство «Недра», 1988. – 313 с.
7. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
8. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. – М. : Нефть и газ, 1996. – 284 с.
9. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М. Прогнозирование промысловой эффективности методов теплового воздействия на нефтяные пласты. – М. : Издательство «Недра», 1983. – 222 с.
10. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
11. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
12. Рузин Л.М., Морозюк О.А. Разработка залежей высоковязких нефтей и битумов с применением тепловых методов. – Ухта : УГТУ, 2015. – 166 с.
13. Методы разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов [Электронный ресурс] . – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2ad78a5d53a89521306c37_0.html
14. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Трудноизвлекаемые запасы углеводородов, важные ресурсы на территории Федеративной Республики Нигерия // Журнал «Современное состояние естественных и технических наук». – М. : Издательство «Спутник+», 2015. – Вып. XXI. – С. 41–46.
15. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Характеристика причин возникновения трудностей при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами на территории федеративной республики Нигерия // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 2. – С. 90–94.
16. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Тяжёлая нефть, сточные воды и их управление на территории Федеративной Республики Нигерии // Инновационные технологии по обезвреживанию и утилизации отходов нефтегазовой отрасли: электронный сборник научных статей по материалам международной научно-практической конференции (16 октября 2015 года, г. Краснодар). – Краснодар : ООО «ПринтТерра», 2016. – С. 105–110.
17. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Анализ природно-геологических условий залегающих месторождений с трудноизвлекаемыми запасами на территории федеративной республики Нигерии // Ежемесячное научное издание «Евразийский научный журнал». – Санкт-Петербург: «Редакция Евразийского научного журнала», 2015. – № 12 (декабрь 2015). – С. 354–359.
18. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В., Мойса Ю.Н. Классификация трудноизвлекаемых запасов на территории Федеративной Республики Нигерии // Научно-методический журнал «Наука, техника и образование». – М. : Издательство «Проблемы науки», 2015. – № 11 (17). – С. 18–21.

19. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Оценка предлагаемых технологических решений при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами на территории Федеративной Республики Нигерии // Научно-практический журнал «Аспирант». – Ростов-на-Дону, 2015. – № 11. – С. 31–36.

20. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Освоение битуминозной нефти на территории Федеративной Республики Нигерии // «Молодой учёный: вызовы и перспективы»: сборник статей по материалам II Международной заочной научно-практической конференции (секция 18. Технологии). – М. : Издательство «Интернаука», 2015. – № 2 (2). – С. 309–316.

21. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Процесс моделирования фильтрации пластовых флюидов с учётом ствола скважин при добыче трудноизвлекаемых запасов углеводородов на территории Федеративной Республики Нигерии // Научно-практический журнал «Заметки учёного». – Ростов-на-Дону, 2015. – № 6. – С. 39–45.

22. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Очистка и утилизация сточных вод при добыче трудноизвлекаемых запасов углеводородов на территории Федеративной Республики Нигерии // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 4. – С. 72–75.

23. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В., Адаоби Стефиние Нвоси – Анеле. Диверсификация экономики Нигерии с битумом и тяжёлой нефтью // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах: сборник статей [под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок]. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 105–108.

24. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Изучение фильтрационно-емкостных характеристик битуминозного месторождения Yegbata на юго-западе Нигерии // Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). Секция 1 Геология, поиск и разведка месторождений нефти и газа. – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – С. 26–29.

25. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Комбинированные способы разработки битуминозных месторождений в Нигерии // Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). Секция 2 Бурение нефтяных и газовых скважин. – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – С. 114–116.

26. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В., Мойса Ю.Н. СЕМ-ЭДС-характеризация битуминозных песчаников на юго-западе Нигерии // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 10. – С. 14–16.

27. Nwizug-bee Leyii Kluivert, Savenok O.V., Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Physical and Chemical impacts on Bituminous core samples under Thermobaric conditions on a deposit in South Western Nigeria // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER). – V. 12. – № 23 (2017). – P. 13788–13795. – URL : http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23_98.pdf

References:

1. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields: manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
2. Baybakov N.K., Garushev A.R. Thermal methods of development of oil fields. – M. : Nedra, 1988. – 343 p.
3. Ecology at construction oil and gas skvazh: the manual for students of higher education institutions / A.I. Bulatov [etc.] – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Kusov G. V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal: in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – South, 2011. – V. 1. – 348 p.
5. Bulatov A.I., Kusov G. V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal: in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – South, 2011. – V. 2. – 348 p.
6. Zheltov Yu.V., Kudinov V.I., Malofeyev G.E. Development of fields of complex structure of viscous oil in carbonate collectors. – M. : Nedra, 1988. – 313 p.
7. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing house –South, 2016. – 274 p.
8. Kudinov V.I. Improvement of thermal methods of development of fields high-viscosity oil. – M. : Oil and gas, 1996. – 284 p.
9. Mirzadzhanzade A.H., Ametov I.M. Forecasting of trade efficiency of methods of thermal impact on oil layers. – M. : Nedra, 1983. – 222 p.
10. Search, investigation and operation of oil and gas fields : manual / V.V. Popov [etc.]. – Novocherkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.

11. Geophysical surveys and works in wells : manual / V.V. Popov [etc.]. – Novocherkassk : Lik, 2017. – 326 p.
12. Ruzin L.M., Morozyuk O.A. Development of deposits high-viscosity oil and bitumens with application of thermal methods. – Ukhta : UGTU, 2015. – 166 p.
13. Methods of development of fields high-viscosity nefty and natural bitumens. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2ad78a5d53a89521306c37_0.html
14. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V. Hardly removable reserves of hydrocarbons, important resources in the territory of the Federal Republic of Nigeria // *Sovremennoye Sostoyaniye Estestvennykh I Tekhnicheskikh Nauk. Magazine*. – M. : Satellite + publishing house, 2015. – Issue XXI. – P. 41–46.
15. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V. The characteristic of the causes of difficulties when developing fields with hardly removable stocks in the territory of the Federal Republic of Nigeria // *Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger)*. – 2015. – № 2. – P. 90–94.
16. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V. Heavy oil, sewage and their management in the territory of the Federal Republic of Nigeria // *Innovative technologies for neutralization and recycling of oil and gas branch: the electronic collection of scientific articles on materials of the international scientific and practical conference (on October 16, 2015, Krasnodar)*. – Krasnodar : LLC Printterra, 2016. – P. 105–110.
17. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V. The analysis of natural and geological conditions of bedding of fields with hardly removable stocks in the territory of the federal republic of Nigeria // *Monthly scientific publication «Euroasian Scientific Magazine»*. – St. Petersburg : «Editorial office of the Euroasian scientific magazine», 2015. – № 12 (December, 2015). – P. 354–359.
18. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V., Moysa Yu.N. Classification of hardly removable stocks in the territory of the Federal Republic of Nigeria // *Scientific and methodical magazine «Nauka, Tekhnika I Obrazovaniye»*. – M. : Science Problems publishing house, 2015. – № 11 (17). – P. 18–21.
19. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V. Assessment of the offered technological decisions when developing fields with hardly removable stocks in the territory of the Federal Republic of Nigeria // *Scientific and practical magazine «Aspirant»*. – Rostov-on-Don, 2015. – № 11. – P. 31–36.
20. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V. Development of bituminous oil in the territory of the Federal Republic of Nigeria // «The young scientist: calls and prospects» : the collection of articles on materials II of the International correspondence scientific and practical conference (section 18. Technologies). – M. : Internauka publishing house, 2015. – № 2 (2). – P. 309–316.
21. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V. Process of modeling of filtration of formation fluids taking into account a trunk of wells at production of hardly removable reserves of hydrocarbons in the territory of the Federal Republic of Nigeria // *Scientific and practical magazine «uchyonogo Zametki»*. – Rostov-on-Don, 2015. – № 6. – P. 39–45.
22. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V. Cleaning and utilization of sewage at production of hardly removable reserves of hydrocarbons in the territory of the Federal Republic of Nigeria // *Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger)*. – 2015. – № 4. – P. 72–75.
23. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V., Adaobi Stefiniye Nvosi – To Anella. Diversification of economy of Nigeria with bitumen and heavy oil // *Bulatovskiye reading : materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017): in 5 volumes : the collection of articles [under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok]*. – Krasnodar : Publishing house – South, 2017. – V. 2: Development of oil and gas fields. – P. 105–108.
24. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V. Studying of filtrational and capacitor characteristics of the bituminous Yegbata field in the southwest of Nigeria // *Materials X of the All-Russian scientific and technical conference «Problems of Development of Fields of Hydrocarbonic and Ore Minerals» (on October 24–26, 2017, Perm). Section 1 Geology, search and investigation of oil and gas fields*. – Perm: Publishing house of the Perm national research polytechnical university, 2017. – P. 26–29.
25. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V. Combined methods of development of bituminous fields in Nigeria // *Materials X of the All-Russian scientific and technical conference «Problems of Development of Fields of Hydrocarbonic and Ore Useful Minerals» (on October 24–26, 2017, Perm). Section 2 Drilling of Oil and Gas Wells*. – Perm : Publishing house of the Perm national research polytechnical university, 2017. – P. 114–116.
26. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Savenok O.V., Moysa Yu.N. This-EMF-characterization of bituminous sandstones in the southwest of Nigeria // *Oil. Gas. Innovations*. – 2017. – № 10. – P. 14–16.
27. Nvizug-bee Leyii Kluivert, Savenok O.V., Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Physical and Chemical impacts on Bituminous core samples under Thermobaric conditions on a deposit in South Western Nigeria // *International Journal of Applied Engineering Research (IJAER)*. – V. 12. – № 23 (2017). – P. 13788–13795. – URL : http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23_98.pdf