

Казанский Федеральный Университет
Кафедра технологии нефти, газа и углеродных материалов
Kazan Federal University,
Department of oil & gas technology and carbon materials
Российское газовое общество
Russian Gas Society

**Термошахтная разработка месторождений с тяжелыми нефтями и
природными битумами на примере Ярегского нефтяного месторождения**
**Thermal mine development of fields with heavy oils and natural bitumen on
the example of the Yaregskoye oil field**

Мансуров Марат Азатович, Mansurov Marat Azatovich¹
Кемалов Алим Фейзрахманович, Kemalov Alim Feizrahmanovich²

магистрант кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов¹
доктор технических наук, профессор кафедры технологии нефти, газа и углеродных
материалов, заведующий, академик РАЕН, Заслуженный деятель науки Республики
Татарстан, лауреат государственной премии РТ в области науки и техники²

Казань, Россия

E-mail: kemalov@mail.ru

Аннотация: Месторождения высоковязкой нефти и природного битума
рассматриваются как наиболее перспективные источники углеводородного
сырья в будущем. Тепловые методы являются основными при разработке этих
месторождений, но коэффициент нефтеизвлечения при разработке с
поверхности невысок. Большой интерес представляет шахтный способ добычи
нефти в сочетании с тепловыми методами воздействия на пласт
(термошахтный способ) на месторождениях высоковязкой нефти и
природного битума. В настоящее время этот способ применяется при
разработке Ярегского месторождения высоковязкой нефти. Это единственное
месторождение в мире, где термошахтный способ применяется в
промышленном масштабе.

Abstract: Deposits of high-viscosity oil and natural bitumen are considered as the most promising sources of hydrocarbons in the future. Thermal methods are the main ones in the development of these fields, but the oil recovery factor in the development from the surface is low. Of great interest is the mine method of oil production in combination with thermal methods of influencing the reservoir (thermo-mine method) in the fields of high-viscosity oil and natural bitumen. Currently, this method is used in the development of the Yaregskoye high-viscosity oil field. This is the only deposit in the world where the thermal mining method is used on an industrial scale.

Ключевые слова: термошахтная разработка месторождений с тяжелыми нефтями и природными битумами

Keywords: thermal mining of deposits with heavy oils and natural bitumen

Введение (Introduction)

Запасы высоковязких нефтей и битумов в мире составляют по разным оценкам 790-900 млрд т и почти в два раза превышают запасы лёгких нефтей. В Российской Федерации такие запасы оцениваются от 10 до 35 млрд т. На территории Тимано-Печорской нефтегазовой провинции доля высоковязких нефтей составляет около 17% и по мере выработки запасов лёгких нефтей продолжает расти. Однако в промышленной разработке находятся лишь два крупных месторождения аномально вязкой нефти – Ярегское и пермокарбоновая залежь Усинского месторождения (Республика Коми) с суммарными геологическими запасами 870 млн т.

В процессе разработки этих месторождений накоплен большой опыт освоения новых технологических и технических средств в различных геолого-промышленных условиях. В то же время следует констатировать, что потенциал высоковязких нефтей используется недостаточно – темп отбора на двух упомянутых месторождениях составляет всего 0,5% от начальных извлекаемых запасов. Одна из причин такого положения – недостаток эффективных научно-обоснованных технологий, обеспечивающих необходимый уровень

рентабельности при высокой степени использования запасов. Поэтому вопрос создания новых технологий даже для этих двух месторождений, на которых уже более 35 лет осваиваются современные методы добычи высоковязкой нефти, остаётся актуальным.

В разных странах мира применялись шахтные способы разработки месторождений легкой нефти. Наиболее эффективным применение шахтных способов добычи нефти было на месторождениях:

1. Пешельбронн, Франция, где за счет применения скважинной разработки с поверхности нефтеизвлечение составило 17 %, а за счет применения шахтного способа получено еще 43 %;

2. Вище, Германия, где за счет применения скважинной разработки с поверхности нефтеизвлечение составило 20 - 25 %, а за счет применения шахтного способа получено еще 60 %;

3. Сарата-Монтеору, Румыния, где за счет применения шахтного способа нефтеизвлечение достигло 55 — 60 %.

Месторождения высоковязкой нефти и природного битума рассматриваются как наиболее перспективные источники углеводородного сырья в будущем. Тепловые методы являются основными при разработке этих месторождений, но коэффициент нефтеизвлечения при разработке с поверхности невысок.

Большой интерес представляет шахтный способ добычи нефти в сочетании с тепловыми методами воздействия на пласт (термошахтный способ) на месторождениях высоковязкой нефти и природного битума. В настоящее время этот способ применяется при разработке Яргского месторождения высоковязкой нефти. Это единственное месторождение в мире, где термошахтный способ применяется в промышленном масштабе.

Нефтеизвлечение термошахтным способом на Яргском месторождении по отработанным площадям достигло к 2004 г. 54 %. Это указывает на высокую технологическую эффективность термошахтного способа добычи нефти и возможность его применения при разработке месторождений высоковязкой нефти и природного битума.

Несмотря на широкие возможности термошахтного способа добычи нефти, его применение на нефтяных месторождениях сдерживается отсутствием опыта у нефтяников, значительными, первоначальными, капитальными вложениями в строительство нефтешахт и сложностями, возникающими при прогнозировании показателей термошахтной разработки.

Большой вклад в развитие тепловых, шахтных и термошахтных методов добычи нефти внесли: Абасов М.Т., Антониади Д.Г., Байбаков Н.К., Боксерман А.А., Вахнин Г.И., Гарушев А.Р., Желтое Ю.П., Жданов С.А., Закс С.Л., Здоров С.Ф., Коробков Е.И., Кочешков А.А., Кудинов В.И., Лысенко В.Д., Максутов Р.А., Малофеев Г.Е., Мирзаджанзаде А.Х., Намиот А.Ю., Раковский Н.Л., Рузин Л.М., Сергеев А.И., Степанов В.П., Табаков В.П., Тараков А.Г., Теслюк Е.В., Тюнькин Б.А., Шейнман А.Б., Якуба СИ., Ялов Ю.Н., Бурже Ж., Ловерье Х.А., Шнейдерс Г. и др.

Труды этих ученых использовались при создание научно-методических основ проектирования и анализа разработки нефтяных месторождений термошахтным способом.

1. Общие сведения о месторождении

В административном отношении Яргское нефтяное месторождение расположено на территории муниципального образования «Город Ухта» Республики Коми. Месторождение приурочено к песчаникам насыщенных тяжелой высоковязкой нефтью и расположено в 18 километрах к юго-западу г. Ухты. Через названное месторождение проходит железнодорожная магистраль Москва - Воркута.

Непосредственно на месторождении расположены три поселка: п. Ярега, п. Нижний Доманик, п. Первомайский. Поселки связаны между собой и с г. Ухтой автомобильными дорогами.

Яргское нефтяное месторождение представлено Яргской, Лыаельской и Вежавожской положительными структурами третьего порядка, приуроченными к сводовой части крупной Ухтинской брахиантклинали

Южного Тимана. Протяженность структур 13 - 14,9 километров при ширине 4 - 5,5 км, амплитуда 82 - 87 м. Промышленная нефть залегает на глубинах 130 - 300 м в кварцевых девонских песчаниках живетско-пашийского возраста, образуя единую пластовую скважинную, тектонически и литологически экранированную залежь размерами 36 x 4 - 6 км высотой 87 м. Объектом разработки является продуктивный пласт III со средней толщиной 70 м, максимальной 106 м. Коллектор терригенно-поровый, интенсивно и неравномерно разбит нарушениями и трещинами, протяженностью от 10 м до 2 км. Нефтесодержащие песчаники по своему составу содержат титановые и редкоземельные руды. Ярегское нефтяное месторождение детально разведано.

Нефть этого месторождения тяжелая, смолистая, малопарафинистая по технологической классификации ГОСТ 912-66. Плотность ее составляет 0,945 г/см³, плотность в пластовых условиях 0,933 г/см³. Вязкость высокая - в пластовых условиях достигает 12000 - 15300 мПа с, в стандартных - 3600 мПа с. Температура в пласте 6 - 8 °С, температура застывания - минус 10 град С. Смол сернокислых содержится до 70%, масел - 73,3%, парафина - 0,48%, серы - 1,12%, асфальтенов - 3,7%. Газонасыщенность нефти в пластовых условиях достигает 10 м³/т. Групповой состав: метановые углеводороды - 21,2%, нафтеновые - 45,6%, ароматические - 33,2%.

Лыаельская площадь расположена в центральной части Ярегского месторождения, на одном из участков северо-восточного склона Южного Тимана, в бассейне р. Седью - левого притока р. Ижма.

В административном отношении Лыаельская площадь расположена в Ухтинском районе Республики Коми в 35 км к юго-западу от г. Ухты и в 10 км от пос. Ярега.

В северной части Лыаельской площади до 2000 года функционировал (в настоящее время законсервирован) поверхностный опытно-экспериментальный промысел, связанный с ближайшим населенным пунктом пос. Первомайский (нефтешахта 2) грунтовой автодорогой протяженностью 6 км и далее с пос. Ярега (нефтешахта 1) и г. Ухтой дорогой круглогодичного действия с асфальтобетонным покрытием.

Разработка залежи с поверхности на опытно-промышленном участке первой очереди, расположенному в северной части Лыаельской площади велась с 1974 до 1993 года. Здесь было пробурено 87 вертикальных добывающих, нагнетательных и наблюдательных скважин общим метражом около 20 тыс. м, а также 2 горизонтальные (скв. Г-1, г-2), общей длиной около 1100 м и многозабойная (многостволовая) скважина с суммарной длиной около 460 м.

В 1987 - 1991 гг. велось эксплуатационное бурение на участке проектного опытно-промышленного промысла второй очереди, расположенного в наиболее богатой нефтью центральной части Лыаельской площади, где было пробурено 46 вертикальных скважин и 2 горизонтальные. Добыча нефти здесь не производилась. К настоящему времени большинство из пробуренных на промыслах скважин находятся в консервации, небольшая часть ликвидирована.

В 1988 - 1992 годах проводилось бурение водонагнетательных и контрольно-наблюдательных скважин.

Объемы эксплуатационного и технического бурения, выполненного к настоящему времени в пределах Лыаельской площади, составляют 152 вертикальных, 4 горизонтальных, 1 многостволовая скважина. В несколько этапов проводилась разведка площади.

Геологическое строение и нефтеносность Лыаельского участка Ярегского месторождения по состоянию на 01.01.2001 изучены 113 разведочными и 1 параметрической скважинами. Общий объем бурения составил 34134 м. Достигнута высокая степень разведанности. Последние разведочные скважины бурились в 1983 - 86 гг. В 1988 - 90 гг. на промплощадке участка опытно-промышленных работ 1 очереди бурилась параметрическая скважина 700-Ярега проектной глубиной 4900 м на вендиофейские отложения. Скважина добурена до глубины 4797 м и ликвидирована по техническим причинам.

По состоянию на 01.01.1988 88 разведочных скважин ликвидированы, как выполнившие свое целевое назначение, а также из-за аварийного состояния ствола.

На площадке участка первой очереди опытно-промышленной отработки с поверхности паротепловым методом находится в консервации 13 скважин (2, 3, 5, 7 - 9, 13 - 15, 20, 24, 32, 36).

В ожидании эксплуатации опытно-промышленного промысла второй очереди, законсервированы 21 скважина (1029, 1049, 1098, 1107, 4009, 4029, 4039, 4049, 4050, 4072, 4082, 4083, 4105, 4131, 4170, 4180, 4191, 4211, 4243, 4252), которые обсажены эксплуатационной колонной. Для производства режимных наблюдений за водоносным горизонтом третьего пласта оставлены 2 скважины (9р, 78р). Кроме этого, по всей площади Лыаельского участка расположены законсервированные разведочные скважины (10р, 41-44р, 46-51р, 54р, 55р, 69р, 71р, 74р, 75р, 78р).

Ухта расположена в центральной части Республики Коми. Границит: город Сосногорск, Ижемский район, Княжпогостский район, Усть-Куломский район, Корткеросский район. Город расположен в южной части Тиманского кряжа, в долине р. Ухта и ее притока Чибью (бассейн Печоры), в 1560 км от Москвы. Территория Ухтинского района 13200 кв. км. По площади муниципальное образование "Город Ухта" занимает 14 место в республике Коми.

Отклонение от московского времени - нет.

Географическая широта: 63°34'

Географическая долгота: 53°42'

Высота над уровнем моря 100 м.

Климат умеренно-континентальный

Город приравнен к районам Крайнего Севера.

Средние температуры: зима - минус 17,5°C, лето - плюс 15,3°C

Среднегодовое количество осадков - 700 мм.

Ухта расположена на пологоувалистом, холмистом плато, расчлененном реками и ручьями бассейна реки Ижмы. Наиболее крупные притоки Ижмы – реки Ухта, Седью, Тобысь, Кедва. Водораздельные пространства заболочены.

Площадь земель лесного фонда достигла 1270 тыс.га с общим запасом древесины. Основную часть запасов составляют хвойные породы (78%).

Леса относятся к подзонам средней и северной тайги. Преобладают еловые леса. Встречаются также сосновые леса, береза и осина. В лесах обитают лоси, белки, куропатки, глухари, тетерева, рябчики. Разнообразен видовой состав рыб. На территории МО имеются 2 заказника: "Белая Кедва" и "Чутьинский".

Природные ресурсы: месторождения нефти, газа, руд черных и цветных металлов, разнообразных видов минерального строительного сырья, а также пресных и лечебно-минеральных подземных вод.

2. Характеристика месторождения

2.1 Основная характеристика

Промышленная термошахтная разработка в мире ведется только на Ярегском месторождении высоковязкой нефти, расположенном в Республике Коми на северо-востоке Европейской части России. Научные результаты, основываются на опыте разработки Ярегского месторождения. Ниже даются основные характеристики месторождения.

2.2 Геологическая характеристика

Продуктивный пласт Ярегского месторождения высоковязкой нефти приурочен к отложениям верхнего и среднего девона. Коллектор представлен трещиновато-пористыми кварцевыми песчаниками. Пласт интенсивно, но неравномерно разбит крутопадающими (60 - 80) трещинами на множество блоков самых разных размеров и форм. Среднее расстояние между трещинами 20 - 25 м, раскрытость от долей миллиметра до 2 - 3 см. ВНК прослеживается в интервале абсолютных отметок -65 — 55 м. Средняя нефтенасыщенная толщина пласта - 26 м, максимальная в своде складки - 46 м, а общая толщина пласта вместе с водонасыщенной зоной около 70 м. Средняя пористость — 26 %. Начальная нефтенасыщенность — 87 %. Проницаемость - 2 - 3 мкм². Глубина залегания кровли пласта 140 — 210 м от поверхности земли. Начальная пластовая температура 6 - 8 С. Начальное пластовое давление 1,4 МПа. Начальный газовый фактор - 10 м³/т.

В результате длительной шахтной эксплуатации месторождения на естественном режиме истощения пластовой энергии плотной сеткой

подземных скважин пласт на шахтных полях практически полностью дегазирован. Текущий газовый фактор на шахтных полях составляет $1,2 \text{ м}^3/\text{т}$, а пластовое давление в кровле пласта на шахтных полях снизилось до 0,1 МПа.

2.2.1 Стратиграфия

При расчленении осадочного чехла использовалась стратиграфическая схема, унифицировавшая разрезы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

В геологическом строении месторождения принимают участие терригенные породы девонской системы, которые перекрыты повсюду четвертичными образованиями и залегают на метаморфических сланцах, служащих нижним структурным ярусом. Сланцы темно – серые и серые, кварцево-слюдистые, в различной степени гравитизированные, включают в себя прослой кварцито-песчаников и кварцитов, сильно дислоцированы и прорваны.

2.2.2 Нефтеносность.

Нефтяная залежь размером 36×4 - 6 км пластового сводчатого типа высотой 87 км, контролируется Ярегской, Лыаельской и Вежавожской структурами третьего порядка. Промышленные запасы нефти находятся в III пласте, приуроченном к среднедевонским отложениям живетского яруса. III пласт залегает на глубине 130-220 м в песчаниках среднего и верхнего девона непосредственно на метаморфических сланцах рифейского возраста и прикрывается среднедевонскими аргиллитами, поверх которых залегают туфито-диабазовая толща и песчано-аргиллитовая пачка верхнего девона. Пласт представлен слабо- и среднесцементированными песчаниками, состоящими из кварцевых и полевошпатовых зерен, сцементированных железисто-карбонатным и глинистым материалом. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта — 26 м.

Нижняя часть пласта на большей площади месторождения содержит подошвенную воду. Водонефтяной контакт в пласте имеет переходную зону толщиной 2-5 м. Эффективная средняя пористость III пласта — 25%, проницаемость в соседнем составляет 2.0 мкм^2 . Пласт разбит многочисленными тектоническими нарушениями и густой сетью мелких трещин. Раскрытость нарушений изменяется от долей миллиметров до нескольких сантиметров.

Нефть, насыщающая III пласт, тяжелая, плотностью 945 кг/м³, она обладает вязкостью 5-20 Па·с в пластовых условиях и характеризуется высоким содержанием смол 60-70%, что определяет её плохую подвижность. Исследования авторов [30, 40, 54], показали, что с увеличением в нефти поверхностно-активных компонентов условия нефтеизвлечения резко ухудшаются в результате образования на поверхности породы коллектора коллоидированных слоев из активных компонентов, обладающих аномальными свойствами. Эти слои, не принимая участия в фильтрации, уменьшают диаметр пор и приводят к закупорке порового пространства. Эти явления значительно усугубляются при невысоких температурах и низких скоростях фильтрации. Причем на участках с большей проницаемостью песчаника нефть содержит больше асфальто-смолистых компонентов.

Таким образом, несмотря на хорошие коллекторские свойства породы, вмещающей нефть, извлечение последней крайне затруднено в силу специфических особенностей свойств нефти и состояния ее в пласте.

К основным факторам, снижающим нефтеотдачу пласта, относятся:

- а) высокая вязкость нефти;
- б) большое содержание в нефти поверхностно-активных компонентов, что приводит к образованию малоподвижных структурных слоев, примыкающих к поверхностям породы и снижающих проницаемость коллектора;
- в) большая величина поверхностного натяжения нефти на границе с водой краевого угла смачивания;
- г) низкая пластовая энергия и температура пласта.

Важнейшим фактором, повышающим нефтеотдачу пласта, является снижение вязкости нефти путем теплового воздействия на пласт.

Кроме того, исследования показали, что при тепловом воздействии на пласт происходят следующие изменения физико-химических свойств пластовой системы, способствующие увеличению нефтеотдачи пласта:

- повышение проницаемости коллектора для нефти и воды в результате

- разрушения адсорбционных слоев нефти;
- уменьшение поверхностного натяжения нефти и краевого угла смачивания;
- тепловое расширение пластовых флюидов; —улучшение реологических свойств нефти;
- разрушение коллектора и повышение его однородности.

3. Химический состав нефти:

- содержание спиртобензольных смол - 67%;
- содержание силикагелевых смол - 22%;
- содержание асфальтенов - до 3%;
- содержание парафина - до 0.5%;
- содержание серы - 1.27%;
- содержание азота - 0.42%;
- содержание наftenовых кислот - 0.45%.

Фракционный состав по АСТМД 1160.

Близость к дневной поверхности и несовершенство покрышки обусловили потерю значительной части легких фракций нефти. По существу в нефти пласта III полностью отсутствуют бензиновые фракции, поскольку начало кипения редко опускается ниже 200 °C и в среднем по Лыаельской площади составило 220°C

- Начало кипения +203 °C;

- Выход фракций:

от начала кипения до 220°C - 5.7% масс;

220-380°C - 27.3% масс;

380-520°C - 25.3% масс;

Остаток 520°C - 41.8% масс.

4. Вскрытие шахтного поля

Вскрытие шахтного поля выполнено двумя центрально расположеными стволами. Исходя из условий подъема, каждый из стволов оборудован двухклетевыми подъемными установками на одну вагонетку клети и лестничным оборудованием.

Исходя из условий вентиляции диаметр стволов принят в свету.

Стволы пройдены по породам средней крепости и поэтому толщина бетонной крепи в ствалах принята согласно расчетам 400 мм. И только в верхних частях стволов, в шейках, толщина бетона взята большей, доходя на самом верху до 1.75 м.

Армировка на вентиляционном стволе принята смешанная. Проводники для клетей деревянные, расстрелы металлические. В стволе они расположены со стороны лобовых стенок клетей, а на приемных площадках переходят на боковые - "ложные".

Армировка на главном стволе принята смешанная. Проводники для клетей деревянные, в стволе они расположены со стороны боковых стенок клетей. Расстрелы металлические.

Площадь сечения каждого ствола - 16m^2 , за вычетом армировки приблизительно $13-14\text{m}^2$.

На поверхности имеют следующие каналы:

- калориферные стволы ходки, пройденные к шейке подъемного ствола с двух сторон для лучшего обдувания стола подогретым воздухом в зимнее время.
- запасной выход из лестничного отделения подъемного ствола на поверхность.
- вентиляционный канал у вент. ствола и запасной выход у того же ствола.

В околоствольном дворе к стволам пройдены ходки для выхода людей из шахты через лестничное отделение, Роль таких ходков выполняют:

Наклонный ходок из насосной камеры ЦВО в подъемный ствол.

Наклонный ходок у вентиляционного ствола. Характеристика каждого ствола приведена в таблице 1.

Таблица 1 Характеристика главных вскрывающих выработок

№ пп	Показатели	Ед. изм	Наименование шахтных стволов	
			главный	вспомогательный
	Глубина ствола с поверхности	м	192.8	191.7
	Глубина зумпфа	м	4	4
	Полная глубина ствола, вкл зумпф	м	196.8	195.7
	Диаметр ствола в свету	м	4.5	4.5
	Площадь сечения ствола в свету	м ²	16	16
	Вид крепи ствола		бетонная	бетонная
	Толщина крепи	мм	400	400
	Крепь устья ствола		бетонная	бетонная
	Армировка ствола		деревянная	деревянная

Все горные выработки, за исключением эксплуатационной галереи и половины расстояния наклонных частей уклона проходятся по пустым налегающим породам. Срок службы этих выработок невелик и составляет примерно 8-10 лет. Исходя из этого, сечения выработок выбраны минимальными, но вместе с тем отвечающими их назначениям:

Полевые штреки, выработки уклона с приемными площадками, эксплуатационными галереями крепятся деревянной крепью неполным дверным окладом.

Выработки и камеры специального назначения со значительным сроком службы, а также выработки, проходимые на участках со слабыми пучащими породами, крепятся бетонной крепью.

Этажные откаточные и вентиляционные выработки, которые являются главными магистралями по откатке грузов, породы и подаче свежего воздуха в забои восстанавливаются или проходятся сечением S_{np} - 12.8 м^3 , под металлическое арочное крепление.

5.Системы разработки Ярегского месторождения и основные ее параметры

Весь период шахтной разработки Ярегского месторождения можно разделить на три этапа, которым свойственны совершенно различные системы.

На первом этапе с 1939 г. по 1954 г. разработка шахтных полей осуществлялась по *ухтинской системе*. Сущность которой заключается в том, что с надпластового горизонта, расположенного на 20 — 30 м выше кровли, осуществлялось разбуривание пласта по плотной сетке скважин. Скважины бурились кустами из буровых камер. Расстояние между буровыми камерами 40 - 50 м. Количество скважин в кусте - 10 - 15 штук, длина - 40 - 60 м, расстояние между забоями - 12 - 25 м. Разработка велась на естественном режиме, в основном на режиме растворенного газа. Нефтеизвлечение составило 4-6%.

На втором этапе с 1954 г. по 1974 г. разработка проводилась по уклонно-скважинной системе. Сущность системы заключается в том, что из горной выработки (галереи), расположенной в кровле, пласт разбуривается полого нисходящими скважинами длиной до 180 - 280 м и расстояниями между забоями 15 - 20 м. Разработка велась в основном на естественном режиме растворенного газа. Уклонно-скважинная система позволила в несколько раз сократить объем проходки горных выработок, но нефтеизвлечение осталось таким же, как и при *ухтинской системе*. Это показывает, что при шахтной разработке на естественном режиме нефтеизвлечение в 6 - 7 % является предельным.

По этим двум системам на площади в $40 * 10^6 \text{ м}^2$ было пробурено более 92 тысяч скважин длиной от 40 до 280 м. Большое количество пробуренных скважин создало искусственно трещиноватость в пласте.

За период шахтной разработки на естественном режиме добыто 7,4 млн.т нефти. Нефтеизвлечение на отработанной площади составило 4 - 6 %. Низкое нефтеизвлечение показало, что технологическая эффективность шахтной разработки Ярегского месторождения на естественном режиме невысока, хотя она в три раза превышает значение разработки месторождения скважинами с поверхности.

На третьем этапе с 1972 г. по настоящее время разработка ведется термошахтным способом.

В 1968 – 1971 г. на Ярегском месторождении были проведены научно-исследовательские и опытные работы по испытанию различных систем паротеплового воздействия на пласт. Эти работы привели к созданию, впервые в мировой практике, термошахтного способа разработки.

С 1972 г. термошахтный способ разработки применяется на Ярегском месторождении в промышленном масштабе. Этот способ показал высокую технологическую эффективность. Нефтеизвлечение по отработанным блокам на конец 2002 г. составило 53,2 %, что на порядок выше, чем при разработке шахтным способом на естественном режиме. Паронефтяное отношение по этим блокам составило 2,7 тонны пара на тонну нефти.

Термошахтный способ применяется на площадях, ранее отработанных по ухтинской или уклонно-скважинной системе. Поэтому на показатели разработки влияет и наличие искусственной трещиноватости в пласте, созданной ранее пробуренными скважинами.

С 1973 г. по 1990 г. на Лыаельской площади Ярегского месторождения проводились опытные работы по поверхностной разработке месторождения с применением паротеплового воздействия на пласт. На площади опытного участка в 182 тыс.м² было пробурено 90 вертикальных скважин с поверхности по пятиточечной системе. Расстояние между скважинами составляло от 50 до 70 м. Добыча нефти осуществлялась с помощью пароциклического воздействия на пласт и с помощью режима вытеснения. Нефтеизвлечение за 15 лет эксплуатации составило 32 % при паронефтяном отношении 7,4 т/т. Как

видно, показатели разработки месторождения с поверхности значительно уступают показателям при термошахтной разработке.

6. Характеристика и анализ систем термошахтной разработки

6.1 Двухгоризонтная система

Двухгоризонтная система добычи нефти заключается в создании двух систем горных выработок. Одна из них расположена над продуктивным пластом и состоит из системы полевых штреков, имеющих площадное расположение. В полевых штреках сооружаются буровые камеры, в которых бурятся кусты нагнетательных скважин. Вторая расположена в нижней части продуктивного пласта или под ним и имеет кольцевой вид (добывающая галерея). Из добывающей галереи бурятся пологовосстающие добывающие скважины.

Двухгоризонтная система в настоящее время является основной системой термошахтной разработки.

6.2 Двухярусная система

При двухярусной системе в верхней части пласта сооружается нагнетательная галерея, аналогичная добывающей. Из нагнетательной галереи бурятся пологонаклонные нагнетательные скважины. В нижней части пласта сооружается добывающая галерея, из которой бурятся пологовосстающие добывающие скважины. Для повышения равномерности прогрева пласта применяют двухярусную систему с оконтуривающими штреками, которые проходят над пластом. В оконтуривающих штреках сооружаются буровые камеры, откуда бурятся нагнетательные скважины и ведется закачка пара на границу блока. Эта система является комбинацией двухярусной и двухгоризонтной систем.

6.3 Одногоризонтная система

Отличие одногоризонтной системы от двухгоризонтной и двухярусной состоит в том, что пологовосстающие нагнетательные и добывающие скважины бурятся из одной галереи, сооруженной в подошве пласта или ниже него. Специальных горных выработок для нагнетательных скважин не делается. Для повышения равномерности прогрева пласта применяют

одногоризонтную систему с оконтуривающими штреками. В оконтуривающих штреках сооружаются буровые камеры, откуда бурятся нагнетательные скважины и ведется закачка пара на границу блока. Эта система является комбинацией одногоризонтной и двухгоризонтной систем.

6.4 Панельная система

Сущность панельной системы заключается в том, что нагнетательная и добывающая галереи располагаются в подошве пласта или ниже него параллельно друг другу. Из этих галерей бурят параллельными рядами навстречу друг другу пологовосстающие нагнетательные и добывающие скважины.

6.5 Подземно-поверхностная система

Принципиальным отличием подземно-поверхностной системы от других систем термошахтной разработки является закачка пара в пласт через скважины, пробуренные с поверхности. Вся система пароснабжения выносится на поверхность, что позволяет закачивать пар предельно допустимых параметров при термошахтной разработке. Кроме того, уменьшается опасность ведения подземных работ и, значительно, сокращаются тепловыделения в горные выработки.

1. Шахтный ствол .
2. Галерея
3. Нефтяной пласт.
4. Граница участка.
5. Скважина с поверхности(нагнетательная).
6. Добывающая скважина
7. Парораспределительная скважина

Идея закачки пара с поверхности была предложена Питиримовым В.В. Но закачка пара высоких параметров привела бы к неуправляемому прорыву его в подземные скважины. Автором предложена специальная подземная парораспределительная скважина, которая вместе с поверхностной образует единую систему нагнетания пара. Также автором было предложено в 4 — 5 раз сократить количество подземных скважин.

Реализация этих идей привела к созданию подземно-поверхностной системы термошахтной разработки. Проводимые опытные работы показали ее высокую эффективность. Темп нефтеизвлечения за первые четыре года опытных работ в 1,7 раза превысили средние темп разработки по другим системам термошахтной разработки.

6.6. Анализ систем термошахтной разработки

Эффективность систем термошахтной разработки определяется темпами добычи нефти, коэффициентом нефтеизвлечения и затратами на добычу нефти. Эти показатели зависят от темпа нагнетания теплоносителя и его параметров, охвата пласта процессом теплового воздействия, системы разработки и времени ввода шахтного блока в эксплуатацию.

Темпы закачки теплоносителя определяются коэффициентом приемистости подземных и поверхностных нагнетательных скважин, их количеством, параметрами закачиваемого теплоносителя и пропускной способностью системы пароснабжения нефтяных шахт.

Коэффициент приемистости подземных нагнетательных скважин на Ярегском месторождении достаточно высок. Это определяется тем, что термошахтная разработка ведется на площадях, ранее отработанных шахтным способом на естественном режиме истощения. На этих площадях существует старая система подземных скважин и густая сеть трещин. В среднем коэффициент приемистости равен 10-15 т/(сут.МПа). Коэффициент приемистости зависит от длины скважин и стадии разработки пласта. С увеличением длины скважин и переходом на более позднюю стадию разработки коэффициент приемистости скважин увеличивается.

Давление закачки пара в пласт через подземные скважины ограничено правилами безопасности ведения работ в шахтах и выделением тепла от подземных паропроводов. Давление закачки пара не превышает 0,5 МПа, что соответствует температуре насыщенного пара 152 С, а в основном давление закачки составляет 0,2 - 0,4 МПа. Увеличение давления закачки пара приводит к его прорыву через массив трещиноватого пласта в горные выработки.

Толщина теплоизоляционного материала на паропроводах составляет 70 - 80 мм. Допустимая температура на поверхности изоляционного слоя 40⁰С. Повышение давления закачки ведет к увеличению температуры насыщенного пара и к увеличению толщины изоляции, что, в свою очередь, потребует проходки горных выработок с большим сечением. Соответственно, увеличиваются затраты на проходку.

Диаметры подземных паропроводов ограничены размерами сечений горных выработок и не превышают 168 мм. При увеличении диаметров потребуется увеличение сечения горных выработок, что ведет к дополнительным затратам на их проходку.

Исходя из вышесказанного видно, что пропускная способность подземных паропроводов, учитывая ограничения на давление закачки и диаметры подземных паропроводов, ограничена.

Двухгоризонтная система обладает наиболее равномерным охватом пласта тепловым воздействием. Закачка пара ведется по всему объему пласта, через плотную сетку подземных нагнетательных скважин. Расстояние между забоями скважин составляют 12 - 15 м. Двухгоризонтная система характеризуется высокими темпами нефтеизвлечения, но она наиболее затратная. Для ее реализации требуется большой объем проходки горных выработок. В среднем на 104 м² проходят 240 м подземных выработок. Время подготовки блока к разработке составляет 4-5 лет.

Двухярусная система менее затратная. Объем проходки на 10⁴ м² составляет 156 м. Срок подготовки блока в разработку - 3 - 4 года. Но при этой системе идет неравномерный прогрев пласта. Наиболее хорошо прогреваются зоны пласта, примыкающие к нагнетательной галерее. При удалении от галереи темп прогрева снижается. Проходка оконтуривающих выработок ведет к увеличению затрат и срока ввода блока в эксплуатацию. Кроме того, в нагнетательную галерею, которая расположена в верхней части пласта, происходят прорывы пара.

Одногоризонтная система имеет минимальное количество подземных выработок, 92 м на 10⁴ м². Срок ввода блока в разработку сокращается до 2 -3 лет.

Но, как и при двухярусной системе, наиболее высокий прогрев имеют области пласта, примыкающие к галерее, а периферийные области блока прогреваются слабее. Также происходят прорывы пара в галерею. Для устранения прорывов пара предлагается обсаживать устья подземных скважин термополированными колоннами (д.т.н. Рузин Л.М.). Закачка пара через скважины, пробуренные с оконтуривающих выработок (одногоризонтная система с оконтуривающими выработками), позволяет повысить равномерность прогрева пласта, но ведет к увеличению проходки горных выработок до 141 м на 10^4 м² и увеличению срока ввода блока в разработку до 3 - 4 лет.

Панельная система имеет 131 м проходки на 10^4 м². Срок ввода блока в разработку 3 года. Она обеспечивает достаточно равномерный прогрев пласта, но ее недостатком являются прорывы пара в нагнетательную галерею. Для устранения этого недостатка необходимо обсаживать устья подземных скважин термоизолированными колоннами.

Подземно-поверхностная система, как и одногоризонтная, имеет минимальное количество горных выработок - 92 м на 10 м. Вся система пароснабжения вынесена на поверхность, поэтому нет тепловыделений от подземных паропроводов в горные выработки. Закачка пара ведется на границу блока, поэтому его прорывы в горные выработки возможны только на заключительной стадии разработки. Отсутствие подземных паропроводов позволяет уменьшить сечение горных выработок, что ведет к сокращению затрат на их строительство. Срок ввода блока в разработку - 2 - 3 года. Давление закачки пара в пласт при подземно-поверхностной системе разработки Ярегского месторождения можно поднять до 1,6 МПа.

При термошахтной разработке недопустимо выделение летучих фракций из нефти в пласте. Это может привести к прорывам нефтяного газа в горные выработки, что недопустимо. Выделение летучих фракций из нефти Ярегского месторождения происходит при температуре выше 200 °C, что соответствует давлению насыщенного пара 1,6 МПа. Других ограничений на закачку пара при подземно-поверхностной системе нет. Высокое давление позволяет увеличить темп закачки пара и в 4 - 5 раз сократить объем бурения подземных скважин.

Недостатком подземно-поверхностной системы является необходимость бурения достаточно большого количества поверхностных скважин, в среднем 5-10 скважин на 100 тыс.м², тогда как при других системах на эту площадь бурится 1 скважина. Но сокращение объема бурения подземных скважин и увеличение темпа разработки в 1,5 - 2,0 раза компенсируют этот недостаток.

Высокие темпы закачки пара при подземно-поверхностной системе через поверхностные скважины и распределение его по пласту с помощью подземных парораспределительных скважин позволяет в несколько раз увеличить длину подземных скважин и, следовательно, увеличить площадь разрабатываемого блока. Это ведет к уменьшению объема проходки горных выработок и снижению затрат на их строительство и эксплуатацию.

7. Исследование особенностей термошахтной

7.1 Давление в пласте

Нефтяной пласт при термошахтной разработке вскрывается плотной сеткой подземных скважин. Устья пологовосстающих скважин выходят в добывающие галереи и открыты. Их сечения заполнены жидкостью только частично, поэтому в стволах скважин сохраняется давление, равное давлению рудничной атмосферы. Высокая плотность подземных скважин приводит к быстрому снижению давления до атмосферного в кровле пласта, а по вертикали определяется гидростатическим давлением.

Ярегское месторождение первоначально эксплуатировалось шахтным способом на естественном режиме истощения пластовой энергии, поэтому к началу термошахтной разработки давление в кровле пласта стало равным атмосферному. Проведенные исследования подтвердили это.

При закачке пара у кровли пласта может образоваться паровая шапка. В этом случае давление в кровле пласта определяется давлением насыщенного пара.

7.2 Исследования технологии прогрева пластов, насыщенных нефтью аномально высокой вязкости или битумом

Известно, что основным способом передачи тепла при термовоздействии в относительно однородных коллекторах является конвекция.

Принципиальной особенностью залежей аномально вязких нефти и битумов, которая создает основные проблемы и предопределяет выбор эффективного варианта разработки, является чрезвычайно высокое фильтрационное сопротивление пористой части пласта. Такой пласт, насыщенный малоподвижной нефтью, не позволяет реализовать традиционный и наиболее эффективный процесс гидродинамического вытеснения нефти при реально допустимых давлениях нагнетания. Лабораторные исследования и промысловый опыт показали, что создание фильтрационного потока при реально допустимых градиентах давления в пласте даже высокой проницаемости, но содержащей нефть аномально высокой вязкости (сотни, тем более тысячи мПа·с), возможно только после предварительного прогрева пласта и снижения вязкости до определенного уровня.

Расчеты показывают, что приёмистость нагнетательной скважины при аномальной вязкости нефти практически равна нулю. Например, при $\kappa = (0,1-3)$ мкм² приёмистость на один метр толщины пласта составляет 0,02 - 0,2 м³/сут·м. Для того, чтобы приёмистость составила хотя бы 1-2,5 м³/сут·м, градиент давления должен быть 75-500 МПа, что многократно превышает реальные возможности.

В условиях высоких фильтрационных сопротивлений пористой части пласта в начальной стадии теплового воздействия фильтрация закачиваемого теплоносителя может происходить только по высокопроницаемым зонам. Этими зонами могут быть естественные или искусственные трещины, высокопроницаемые пропластки в пределах залежи или подстилающий водоносный пропласток, стволы вертикальных или горизонтальных скважин. При этом передача тепла в высокопроницаемых зонах осуществляется в основном за счет конвекции, в то время как основная часть пласта прогревается за счет теплопроводности. Чем больше соотношение объёмов низкопроницаемых и высокопроницаемых коллекторов в залежи, тем большую роль играет теплопроводный прогрев пласта, скорость которого намного меньше, чем скорость переноса тепла за счет конвекции.

Таким образом, для эффективного теплового воздействия на рассматриваемые залежи обязательным является наличие в разрезе залежи высокопроницаемых каналов (трещин, кавернозных зон, пропластков), проницаемость которых позволяет осуществлять в них закачку теплоносителя достаточно высокими темпами. Если же такие естественные каналы отсутствуют, то их приходится создавать искусственно или же в качестве таковых использовать стволы скважин путем организации в них циркуляции теплоносителя. Таким способом, например, осуществляется предварительный прогрев пласта на некоторых объектах при разработке битумов в провинции Атабаска (Канада). Эти же идеи реализуются в технологии парогравитационного метода дренирования пласта.

Анализ процесса прогрева пласта Яргского месторождения термошахтным способом показал, что решающую роль в прогреве и нефтеотдаче пласта играют трещины.

При дренировании пласта плотной сеткой горизонтальных скважин, расположенных через 20-30 м, закачиваемый пар распространяется преимущественно по системе трещин и основным механизмом прогрева пористой части пласта является теплопроводность.

В этом случае, при поддержании в трещинах постоянной температуры, скорость прогрева определяется только продолжительностью закачки теплоносителя и теплофизическими параметрами пласта и не зависит от темпов ввода тепла в пласт. Известно, что количество тепла, передаваемого в единицу времени за счет теплопроводности прямо пропорционально разности температур между поверхностью нагрева и нагреваемой средой. Поскольку разность температур по мере прогрева уменьшается, то расход вводимого тепла, в целях повышения тепловой эффективности, должен снижаться во времени. Превышение темпа ввода тепла в пласт приводит к увеличению потерь тепла за пределы разрабатываемого участка и с добываемой жидкостью.

По мере повышения температуры пласта и снижения вязкости нефти фильтрационные сопротивления пористых блоков снижаются и создаются

условия для гидродинамического вытеснения нефти при реально допустимых давлениях нагнетания.

Опыт применения теплового воздействия на пласт Лыаельской площади Ярегского месторождения с поверхности показал, что одной из наиболее сложных проблем является освоение скважин под закачку пара и обеспечение приемлемых темпов закачки. Это связано с тем, что вероятность вскрытия вертикальными скважинами тектонических нарушений, расположенных под углом 60-80°, мала, а фильтрационное сопротивление пористой части пласта из-за высокой вязкости нефти очень велико.

При увеличении давления нагнетания пара до 3 МПа приемистость нагнетательных скважин увеличивалась до 30 т/сут., однако, как выяснилось, за счет поступления пара в водоносный горизонт. Характер распространения тепловых полей по разрезу пласта показал, что за счет использования водоносного пропластка для предварительного теплопроводного прогрева продуктивного горизонта удалось добиться высокого охвата разрабатываемого объекта процессом теплового воздействия по площади и по разрезу. В результате на площади 6 Га была достигнута нефтеотдача 35% при паронефтяном отношении 6,8 т/т.

Многие месторождения нефти аномально высокой вязкости и битумов являются водоплавающими. Поэтому одним из вариантов теплового воздействия на пласт может быть использование водоносного горизонта для предварительного прогрева продуктивной части пласта за счет теплопроводности. После снижения вязкости нефти и фильтрационного сопротивления до определенного уровня можно осуществлять переход к традиционному гидродинамическому вытеснению нефти из пласта.

Заключение (Conclusions)

Нефть Ярегского месторождения высоковязкая, с большим содержанием смол и асфальтенов. Летучие фракции из нефти начинают выделяться при температуре выше 200⁰С. Поэтому предельная температура закачки насыщенного пара равна 200⁰С, что соответствует давлению 1,6 МПа. Эта температура теплоносителя является оптимальной при условии сохранения температурного режима в горных выработках.

Двухгоризонтная система в настоящее время является основной системой термошахтной разработки. Но большое количество горных выработок, затраты на их строительство и эксплуатацию и длительный срок подготовки шахтных блоков к эксплуатации ограничивает дальнейшее ее применение.

Наиболее перспективной является подземно-поверхностная система, которая сохраняет все преимущества термошахтной разработки, имеет минимальное количество горных выработок, высокие темпы разогрева пласта и, следовательно, высокие темпы добычи нефти.

Опыт термошахтной разработки Ярегского месторождения высоковязкой нефти показывает его высокую технологическую эффективность и возможность применения на других месторождениях высоковязкой нефти и природного битума.

Список литературы (References):

1. «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов», Ухтинский Государственный технический университет, 12-13 ноября 2009 г.)
 2. Коноплёв Юрий Петрович. Научно-методические основы проектирования и анализа термошахтной разработки нефтяных месторождений . Москва, 2004
 3. http://energyfuture.ru/slanec_eco
- Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных

- месторождений. – М.: Недра, 1988. – с. 343.
4. Билалова Г.А., Билалова Г.М. Применение новых технологий в добыче нефти. – Учебное пособие. – Волгоград: Издательский Дом «Ин-Фолио», 2009. – 272 с.
5. Бурже Ж.П., Сурио М., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1988. – 424 с.
6. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. – М.: Нефть и газ. – 1996. – 284 с.
7. Николин И.В. Методы разработки тяжелых нефтей природных битумов. Наука – фундамент решения технологических проблем развития России, 2007 г., №2.
8. www.rogtecmagazine.com «Технологии циклической закачки растворителя для извлечения тяжелой нефти».
9. <http://www.ogbus.ru> Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств Нефтегазовое дело, 2005.
10. Евгения Данилова, к. х. н. Тяжелые нефти России The Chemical Journal Декабрь 2008.
11. В.И. Кокорев (ОАО «РИТЭК») Инновационный подход к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти нефтяное хозяйство 08.2009 г.