

УДК 622.276

## АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ ЯРЕГСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**Нвизуг-Би Л. К.**

*ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет»,*

*[kluivert\\_dgreat@mail.ru](mailto:kluivert_dgreat@mail.ru)*

В статье проведён анализ технологии разработки Ярегского нефтяного месторождения, расположенного в центральной части Республики Коми. Приведена характеристика района и месторождения, а также общие сведения о Ярегском месторождении. Описаны физические основы технологии термошахтной разработки нефтяных месторождений и перечислены критерии выбора первоочередных объектов высоковязких нефтей для разработки их термошахтным способом. Рассмотрены параметры прогрева пласта и технология термошахтной разработки.

**Ключевые слова:** вскрытие и подготовка шахтного поля; состояние разработки месторождения; физические основы технологии термошахтной разработки; критерии выбора первоочередных объектов высоковязких нефтей; контроль и регулирование процесса; параметры прогрева пласта; технология термошахтной разработки.

### **1. Введение**

Исследования в области повышения эффективности разработки нефтяных и битумных месторождений, направленные на увеличение основного показателя эффективности – конечного коэффициента нефтеизвлечения, ведутся в широких масштабах практически во всех нефтедобывающих странах мира в течение многих десятилетий. За эти десятилетия предложены, иссле-

дованы в лабораторных условиях и испытаны на опытно-промышленных объектах до двух десятков новых методов воздействия на пласт, обеспечивающих увеличение конечного коэффициента нефтеотдачи. Необходимость в научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по повышению эффективности разработки нефтяных и битумных месторождений вызвана многочисленными причинами, основные из которых заключаются в следующем. Во-первых, центры добычи нефти перемещаются в северные и восточные районы с трудными горно-геологическими и природно-климатическими условиями, включая акваторию арктических морей, что приводит к резкому увеличению материально-технических и трудовых затрат. Во-вторых, вследствие выборочного ввода в разработку крупных высокопродуктивных месторождений с высокими темпами добычи нефти произошло накопление низкопродуктивных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, которые не введены в эксплуатацию. По целому ряду таких месторождений в настоящее время отсутствует экономически приемлемая технология разработки. В-третьих, конечный коэффициент нефтеотдачи, даже при благоприятных условиях, редко превышает 50%. Поэтому более половины запасов остаётся в недрах. По трудноизвлекаемым запасам эта цифра достигает 70-80%. Происходит накопление огромного количества остаточных запасов в традиционных нефтедобывающих районах страны с развитой промышленной и социальной инфраструктурой. Эти районы обеспечены высококвалифицированными производственными и научными кадрами. Изыскание и создание методов увеличения нефтеотдачи позволили бы добиться снижения темпов падения добычи нефти и повышения эффективности разработки месторождений с остаточной нефтью.

Существующие методы повышения нефтеотдачи направлены на улучшение нефтеотмывающих способностей закачиваемого в пласт рабочего агента, снижение вязкости пластовой нефти, поверхностного натяжения на границе фаз, выравнивание скоростей вытеснения нефти из неоднородных

пластов и другое. В этих методах предусматривается применение скважин обычной конструкции, которая практически не менялась со времён появления вращательного бурения. Известно, что можно бурить горизонтальные, полого-наклонные и восстающие скважины не только с поверхности земли, но из подземных горных выработок в нефтяной шахте. Эти скважины могут быть пробурены по очень плотной сетке и могут иметь большую протяжённость по пласту. Так обеспечивается очень высокая степень вскрытия пласта, являющаяся предпосылкой для высокого охвата пласта воздействием рабочего агента. Стоимость бурения 1 метра таких скважин значительно ниже стоимости бурения скважин с поверхности земли. В шахте можно использовать все применяемые методы увеличения нефтеотдачи более эффективно из-за высокой степени вскрытия пласта плотной сеткой скважин. Для повышения эффективности разработки нефтяных залежей представляется целесообразным применять системы дренажной шахтной разработки, например, системы термошахтной разработки, с нефтями высокой и средней вязкости и залежей природных битумов.

## **2. Характеристика района и месторождения**

Ярегское месторождение тяжёлой нефти расположено в центральной части Республики Коми в междуречье реки Ижмы и реки Ухты на слабохолмистом плато, являющимся частью восточного склона Южного Тимана. Сбор, подготовку и отгрузку нефти потребителю Ухтинскому нефтеперерабатывающему заводу (УНПЗ) осуществляет нефтебаза, расположенная на территории нефтешахты №1, по железной ветке, соединяющей НШ-1 с железнодорожной магистралью Котлас – Воркута. В настоящее время на месторождении действуют 3 нефтяные шахты: НШ-1, НШ-2 и НШ-3. При каждой шахте существует жилой посёлок. Между собой и с городом Ухта посёлки и шахты связаны автомобильными дорогами. Нефтяная шахта №3

располагается в северо-западной части Ярегского месторождения в 23 км к юго-западу от города Ухты. Она была сдана в эксплуатацию в 1943 году и уже в 1964 году отработала свои запасы. Было принято решение реконструировать нефтешахту для добычи титановой руды, которая в пределах шахтного поля залегает в толще нефтеносных пород. В связи с длительным фондом реконструкции, которая до настоящего времени не закончена, на нефтешахте была начата повторная отработка площадей на нефть с применением паротеплового воздействия на пласт.

### **3. Общие сведения о Ярегском месторождении**

Ярегское нефтяное месторождение было открыто в 1932 году. Разведка центральной части месторождения на нефть проводилась в период с 1932 по 1942 гг. Для этой цели было пробурено 103 скважины. Доразведка отдельных участков месторождения осуществлялась в период с 1943 по 1958 гг. бурением ещё 47 разведочных скважин. Опытная эксплуатация месторождения начата в 1932 году обычным способом – скважинами, пробуренными с поверхности. Весьма низкое извлечение нефти, обусловленное чрезвычайно высокой вязкостью, и трудности в организации сбора и транспорта такой продукции в суровых климатических условиях не позволили осуществить разработку этого месторождения обычным способом в пределах экономической целесообразности. Стремление к разработке этого месторождения высококачественной нефти при более высокой нефтеотдаче и к снижению её себестоимости приводит к созданию шахтного способа добычи нефти. Первая нефтешахта (НШ-1), ведущая отработку северо-восточной части месторождения, вступила в эксплуатацию в 1939 году. Нефтешахта №3 начала отработку северо-западной части месторождения в 1943 году. А нефтешахта №2, эксплуатирующая юго-восток месторождения, введена в эксплуатацию в 1949 году.

#### 4. Характеристика разреза

Нефтяная залежь размером 36×3-6 км пластового сводового типа и высотой до 87 м контролируется Ярегской, Лыаельской и недавно открытой Вежавожской структурами третьего порядка, осложняющими свод крупной Ухтинской брахиантиклинали на восточном склоне Южного Тимана. Месторождение залегает на глубине 130-220 м в песчаниках живетского-пашийского возраста (пласт III местной промысловой номенклатуры) непосредственно на рифейском фундаменте.

В пределах контура нефтеносности брахиантиклиналь асимметрична. Северо-восточное крыло структуры с углом падения  $1^\circ$  более пологое, юго-западное почти в 3 раза короче северо-восточного, что обусловлено углом падения  $2^\circ 18'$ . С глубиной углы падения становятся круче. Кровля III пласта в основном совпадает с выступом кровли метаморфических сланцев. Ярегское месторождение отличается сокращённым стратиграфическим разрезом. В нём выделяются отложения докембрийской, девонской и четвертичной систем. Большая часть поля III занимает сводовую и присводовую части структуры. Здесь кровля пласта III не спускается ниже абсолютной отметки минус 15, а в центре вырисовывается достаточно обширный свод с отметками выше плюс 10 м. Наиболее высокое положение кровли отмечается на крайнем западе, в зоне выклинивания пласта, где он представлен только нижним продуктивным горизонтом. Рифейский фундамент на западе средней части поля образует 2 относительно крупных выступа, разобъединённых близширотной зоной погружения. Как и на всём месторождении, пласт III состоит из трёх разновозрастных пачек песчаников с прослоями-линзами аргиллитов и алевролитов: нижней афонинской толщиной до 35 м, средней старооскольской от 0 до 50 м и верхнепашийской от 0 до 14 м. На большей части шахтного поля средняя и верхняя пачки слагают единый верхний продуктивный горизонт песчаников, а в зоне выклинивания на за-

паде весь пласт представлен песчаниками нижней и верхней пачки. Нижняя пачка сложена исключительно лейкоксен-кварцевыми песчаниками. Средняя состоит преимущественно из кварцевых косослоистых песчаников. Верхняя пачка сложена грубозернистыми слабосортированными песчаниками с лейкоксенами.

Пласт III перекрывается так называемыми «надпластовыми аргиллитами» средней толщиной 12 м. Это горизонтально-слоистые зеленовато-серые аргиллиты средней крепости, в контактах с диабазами, которые тёмно-серые. Выше залегает туффитовый слой, сложенный различными туффитами с подчинённым участием туффопесчаников и туффогенных глин. Средняя толщина слоя 43 м. Над туффитовыми породами несогласованно залегают плотные тёмные с голубоватым оттенком аргиллиты, средняя толщина которых около 6 м. Выше лежит толща слабоизвестковых аргиллитов и аргиллитоподобных глин средней толщиной 76 м.

Пласт III Ярегского месторождения характеризуется следующими показателями:

- мощность до 30 м;
- проницаемость  $(3,06-5,06) \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ;
- пористость до 24 %;
- начальное пластовое давление  $147 \cdot 10^4 \text{ Па}$ ;
- температура 6-8 °С;
- вязкость нефти при пластовой температуре (11-15) мПа · с;
- коэффициент нефтенасыщенности пласта 0,42-0,98.

Многочисленными трещинами с амплитудой смещения до 6-8 м залежь разбита на тектонические блоки размерами 10-30 м.

## 5. Физико-химическая характеристика нефти и газа

Плотность добываемой на месторождении нефти в стандартных условиях более чем по 1500 определениям колеблется в широких пределах от 0,934 до 0,956г/см<sup>3</sup>, среднее значение составляет 0,945г/см<sup>3</sup>. На шахтном поле III, расположенном в сводовой части Ярегской структуры, плотность нефти несколько ниже и составляет в среднем 0,940 г/см<sup>3</sup>. При начальной пластовой температуре 6-8°C средняя плотность дегазированной нефти 0,955-0,958г/см<sup>3</sup>, а при нагревании до 100°C она снижается до 0,90г/см<sup>3</sup>. Расчётная плотность нефти в пласте при газовом факторе 10т/м<sup>3</sup> также определяется в 0,933г/см<sup>3</sup>.

Ярегская нефть относится к весьма вязким. Основная масса определений вязкости дегазированной и отстоянной нефти была получена с помощью аппарата Энглера при температуре 50-75°C. По 469 анализам она изменяется от 32 до 58 °Е. Кинематическая вязкость нефти при температуре 40 и 50°C равна соответственно 786,3 и 406мкм<sup>2</sup>/с, а на шахтном поле III она при температуре 50°C составила в среднем 212мкм<sup>2</sup>/с. Динамическая вязкость дегазированной нефти при температурах 6 и 8°C достигает 15300 и 12500мПа с, а в стандартных условиях – 3600мПа с. При температуре 100°C вязкость дегазированной и пластовой нефти снижается соответственно до 60 и 49мПа с (рис. 1).

В составе нефти преобладают масла, в среднем 73,3%, смол силикагелевых в ней около 20%, асфальтенов и твёрдых парафинов соответственно 2,4 и 0,48%, серы 1,12%. В нефти, экстрагируемой из керна, содержание твёрдых парафинов превышает 2%, а при тепловом воздействии на пласт количество парафина возрастает до 1,45%. При перегонке пара с нефтью, содержащей 1,09% серы, выделяется 19,7см<sup>2</sup>/л сероводорода, начиная со 172°C, хотя большинство сернистых нефтей выделяют его уже при 110-130°C. Такая высокая термическая стойкость сернистых соединений в

Ярегской нефти является благоприятным фактором для теплового воздействия на пласт.

$T, ^\circ\text{C}$	$\mu, \text{мПа} \cdot \text{с}$
5,0	16080
10,0	10060
15,0	5374
20,0	3420
25,0	2175
30,0	1380
40,0	633
100,0	29,5

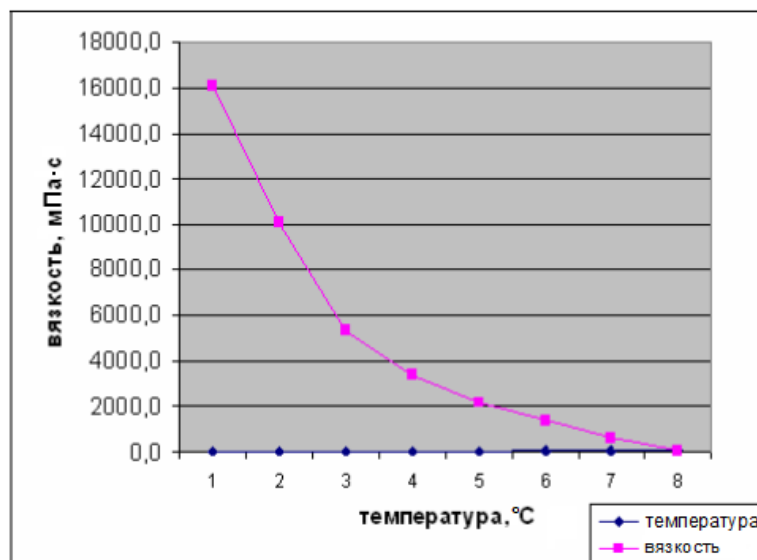


Рисунок 1 – Зависимость вязкости нефти Ярегского месторождения от температуры

В связи с потерями нефтью большей части лёгких фракций в ней полностью отсутствуют бензиновые составляющие, а начало кипения редко опускается ниже  $200^\circ\text{C}$ . Поэтому групповой углеродный состав нефти определяется по фракции  $200\text{-}300^\circ\text{C}$ , выход которой на нефтешахте № 3 – 11,2%. На ароматические углеводороды приходится 2,2%, нафтеновые – 7%, на метановые – 2%. Наибольшие колебания от места к месту характерны для метановых углеводородов (от 0,6 до 3,9%) в связи с наибольшими потерями их при биогенном воздействии.

Состав газа по 255 анализам меняется на месторождении в следующих пределах (в скобках указано среднее содержание на нефтешахте №3):

- метана 88,2-99,3% (95%);
- сумма тяжёлых углеводородов 0,1-2,5% (1%);
- двуокиси углерода 0,3-9,4% (3%);



- азот + инертные 0-12,6% (1%).

В сводовой части структуры на нефтешахте III в газе несколько ниже инертных и метана, но в 2-3 раза больше его гомологов и в 1,3 раза больше двуокиси углерода, чем в среднем на месторождении. В составе водорастворённого газа содержится 12-29% метана, 8-20% азота и до 60% двуокиси углерода.

Вода, поступающая в горные выработки вместе с нефтью, определяет общий фон слабой водоносности чисто нефтяной зоны всего пласта III. Половина из 19 шахтошурфов, вскрывающих всю нефтяную залежь, оказались практически безводными, а в остальных дебиты не превышали 27 м<sup>3</sup>/сут. В пределах водонефтяной зоны пласта в горные выработки, пройденные в нефтеносных песчаниках, вода по скважинам, которые вскрывали интенсивно трещиноватые участки, поступала с дебитами до сотен м<sup>3</sup>/сут. Пестрота степени минерализации этих вод, в которой преобладают хлориды щелочей, объясняется смешением вод из различных внутрипластовых областей питания. Вода солёная с минерализацией до 22г/л, хлоркальциевого типа. Её вязкость 1,05 мПа с.

## **6. Вскрытие и подготовка шахтного поля**

При почти горизонтальном залегании пласта на глубине близкой к 150м, вскрыть месторождение представляется возможным только с помощью вертикальных стволов, расположенных на расстоянии 50 м один от другого. Вертикальные, центрально-сдвоенные стволы располагаются в средней части разрабатываемой площади. Оба ствола (подъёмный и вентиляционный) пройдены диаметром 4,5м в свету и закреплены бетонной монолитной крепью. В подземной части стволы пройдены на разные отметки с таким расчетом, чтобы обеспечить весь сбор подземных вод в одном месте. В непосредственной близости от стволов расположены все около-

ствольные выработки шахты и камеры: главного водоотлива, центральной подземной подстанции, электровозного депо, центральной нефтеперекачивающей станции и склад взрывчатых материалов. Стволы пройдены по породам средней крепости и поэтому толщина бетонной крепи в стволах принята согласно расчётам 300мм. И только в верхних частях стволов, в шейках, толщина бетона взята большей, доходя в самом верху до 1,75м.

Армировка на вентиляционном стволе принята металлическая, проводники для клеток деревянные, а расстрелы металлические. В стволе они расположены со стороны лобовых стенок клеток, а на приёмных площадках переходят на боковые – «ложные». Армировка главного ствола принята также металлическая: деревянные проводники, металлические расстрелы и лестничное отделение ствола. Проводники изготовлены из твёрдых пород хвойных деревьев (лиственница, сосна), которые устанавливаются с лобовой стороны клетки на всем протяжении ствола (лобовые проводники) и лишь при подходе к приемным площадкам лобовые проводники замещаются «ложными» проводниками, расположенными по бокам клетки. Площадь сечения каждого ствола 16см<sup>2</sup>. За вычетом армировки площадь составляет приблизительно 13-14см<sup>2</sup>. На поверхности стволы имеют следующие каналы: запасной выход из лестничного отделения подъёмного ствола на поверхность; вентиляционный канал у вентствола и запасной выход у этого же ствола. В околоствольном дворе к стволам пройдены ходки для вывода людей из шахты через лестничное отделение. Роль таких ходков выполняют: наклонный ходок из насосной камеры ЦВО в подъёмный ствол; наклонный ходок у вентиляционного ствола. Размещение подъёмных сосудов, лестничных отделений удовлетворяет всем необходимым требованиям. Характеристики каждого ствола приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики стволов

Показатели	Главный ствол	Вспомогательный ствол
Глубина ствола с поверхности, м	144,9	143,1
Глубина зумпфа, м	3	4,8
Полная глубина ствола, м	147,9	147,9
Диаметр ствола в свету, м	4,5	4,5
Площадь сечения ствола в свету, м <sup>2</sup>	16,0	16,0
Вид крепи ствола	Бетон	Бетон
Толщина крепи, мм	300	300

## 7. Способ подготовки шахтного поля

Все шахтное поле разделено на 4 блока. Расстояние между блоками в среднем 350м. Направление расположения и нарезки блоков совпадают с направлением простирания месторождения. Для нарезки блоков вкрест простирания пройден капитальный штрек. Из этого шторка в соответствующих местах по простиранию месторождения засекаются откаточные и вентиляционные блоковые шторки, а из последних – полевые шторки. Все выработки пройдены с определённым уклоном, а именно:

- капитальный штрек – с уклоном 0,006 в сторону околоствольных выработок;
- блоковые откаточные и вентиляционные шторки пройдены с уклоном 0,006 в сторону капитального шторка;
- полевые шторки – с уклоном 0,007 в сторону блоковых шторков.

Уклоны всех выработок связаны в общую систему по всей шахте и обеспечивают перемещение жидкости (воды и нефти) по водоотливным канавкам из любой выработки в район околоствольных выработок.

Подготовка уклонного блока есть один из элементов подготовки шахтного поля. В центре уклонного блока проходится уклон и ходок, которые заканчиваются эксплуатационной галереей. Из галереи бурят пологовосходящие добывающие скважины по продуктивному пласту. Выше пласта на 25-30м (в туффитовом горизонте) проходят ряд выработок (полевые штошки и оконтуривающие выработки), в которых проходится буровые камеры. Из буровых камер бурят в пласт паронагнетательные вертикальные и наклонные скважины до ВНК.

## **8. Бурение скважин**

Разработка площадей уклонных блоков включает в себя бурение нагнетательных скважин в надпластовом горизонте и добывающих скважин с галереи уклона. Бурение скважин в условиях подземных выработок ведётся буровым станком ПБС-2Т и ПБСА-300. Станки ПБС-2Т изготовлены Ухтинским механическим заводом специально для Ярегских нефтешахт. Его технические данные следующие:

- тип – гидравлический;
- максимальная глубина бурения – 350 м;
- максимальный диаметр бурения – 200 мм;
- диаметр рабочих штанг до 73 мм;
- максимальная распорная высота – 4950 мм;
- максимальное усилие на забой –  $5 \cdot 10^4$  Н;
- углы поворота станка:
  - а) вокруг вертикальной оси –  $360^\circ$ ;
  - б) вокруг горизонтальной оси –  $120^\circ$ ;
- привод:
  - а) тип – осевая гидравлическая турбина;
  - б) мощность – 120 кВт;

- в) перепад давления – 2 МПа;
- г) расход воды – 12 л/с;
- частота вращения бурового инструмента
  - а) прямой ход:
    - І скорость – 113 мин.<sup>-1</sup>;
    - ІІ скорость – 157 мин.<sup>-1</sup>;
  - б) обратный ход:
    - І скорость – 144 мин.<sup>-1</sup>;
    - ІІ скорость – 200 мин.<sup>-1</sup>;
- механизм подачи:
  - гидравлический и механический;
  - гидравлическая подача:
    - а) количество гидромониторов – 2 шт.;
    - б) усилие поршневой плоскости –  $2,5 \cdot 10^4$  Н;
    - в) усилие штоковой плоскости –  $2,2 \cdot 10^4$  Н;
    - г) ход – 630 мм;
- механическая подача:
  - а) тип – редуктор червячный;
  - б) ход – 600 мм;
- лебёдка:
  - а) назначение – проведение спускоподъёмных операций;
  - б) грузоподъёмность –  $3 \cdot 10^4$  Н;
  - в) ёмкость барабана – 15 м;
  - г) диаметр каната – 15,5 мм;
- рабочее давление 2 МПа;
- ширина колеи 60 мм.

На буровом станке в качестве двигателя применена гидравлическая многоступенчатая осевая турбина, приводимая в действие напорной водой

от насосной установки. Использование гидравлической энергии позволяет осуществлять (при помощи одного вида энергии) все виды работы в процессе бурения: вращение и подачу инструмента на забой, промывку скважины и спускоподъёмные операции. Буровой снаряд состоит из промывочного сальника, колонны бурильных штанг диаметром до 73 мм, колонковой трубы и замка, трёхшарошечного долота. В зависимости от крепости пород применяют долота типа Сi, СТi, Тi, К. Вода от насосов к буровым станкам подается по трубопроводу  $D_u = 150$  мм. Из общего количества подаваемой воды на промывку скважины расходуется  $35 \text{ м}^3/\text{час}$ , на работу турбины  $70 \text{ м}^3/\text{час}$ . Схема водоснабжения бурового станка следующая: насосы, установленные в камере участковой насосной, забирают воду из ёмкости водосборника и по напорному трубопроводу подают её на буровой станок. Сброс воды «после турбины» станка производится по отдельному трубопроводу в ёмкости водосборника.

Промывочная жидкость при бурении скважин в надпластовом горизонте отводится по водосточным канавкам горных выработок, имеющих уклон в сторону водонефтяной ёмкости центральной нефтеловушки. Разрабатываемый пласт на площади уклонного блока дегазирован при первоначальной эксплуатации на режиме растворённого газа, поэтому выделение газа из пласта при бурении добывающих скважин незначительно и применение газоотводителя не предусматривается.

## **9. Технологическая схема и генеральный план поверхности**

Промплощадка НШ-3 расположена в 23 км от г. Ухты и в 2 км северо-восточнее железнодорожной магистрали Воркута – Котлас. Нефтешахта в своём составе имеет:

1) комплекс подземных горных выработок, в которых ведётся добыча нефти, сбор её и откачка на поверхностный сборный пункт – нефтебазу;

2) технологический комплекс на поверхности, состоящий из зданий, сооружений и оборудования, предназначенный для приёма и складирования породы, проветривания горных выработок, обеспечения подземного комплекса паром для закачки в пласт, водой, сжатым воздухом, электроэнергией и связью и для бытового обслуживания трудящихся.

Поверхностный комплекс представлен следующими сооружениями:

- административно-бытовой комбинат;
- надшахтное здание подъёмного ствола;
- надшахтное здание вентиляционного ствола;
- здание подъемных машин вентиляционного ствола;
- здание подъемных машин подъёмного ствола;
- вентиляторная;
- подстанция;
- компрессорная;
- котельная;
- ремонтно-механическая мастерская;
- цех выжига;
- обогатительная фабрика;
- пигментная;
- склад;
- столярная мастерская;
- цех производства товаров народного потребления;
- стройдвор РСУ.

## **10. Состояние разработки месторождения**

### **10.1. Энергетическая характеристика пласта**

Как показывают исследования, энергия пластовой воды не является фактором, который способствовал бы движению нефти к скважинам. Газовая шапка на месторождении отсутствует. В то же время работа вскрываемых трещин, нарушений, а также скважин, встречающих эти нарушения, характеризуется весьма большим газовым фактором. На месторождении пласт-коллектор разбит нарушениями и трещинами на отдельные блоки. Невысокое пластовое давление и медленные темпы его восстановления показывают, что упругие силы пласта и насыщающих его флюидов не оказывают заметного влияния на дренирование залежи. Основными силами, способствующими продвижению нефти к забоям скважин, является энергия свободного в пределах нарушений и трещин газа, растворённого в нефти и сила тяжести. Режим растворённого газа характерен для огромного количества паровых скважин. Об этом свидетельствует постепенно наблюдаемые в процессе их эксплуатации, увеличение газового фактора с последующей его стабилизацией и быстрый темп падения дебитов. Имеющиеся геолого-промысловые материалы позволяют считать, что Ярегское месторождение характеризуется смешанным режимом – режимом растворённого газа с последующим переходом на гравитационный режим.

## **11. Физические основы технологии термошахтной разработки нефтяных месторождений**

Термошахтная разработка является сочетанием дренажной шахтной разработки с методами искусственного воздействия на пласт теплоносителями (пар и горячая вода) и осуществляется при течении нефти в нефтяном пласте с помощью скважин, сооруженных в подземных горных выработках.



Высокие показатели термошахтной разработки обеспечиваются за счёт сосредоточения в продуктивном пласте или в непосредственной близости от него основных технологических процессов, включающих использование плотных сеток размещения нагнетательных и добывающих, наиболее совершенных по степени и характеру вскрытия горизонтальных, пологонаклонных и восстающих скважин большой протяжённости (до 300м), а также за счёт закачки в пласт теплоносителя. Указанные скважины соединяют отдельные трещины, каверны, каналы и зоны повышенной проницаемости. Благодаря резкому увеличению поверхности фильтрации самих скважин, фильтрационные сопротивления в пласте в этих условиях снижаются, увеличивается охват пласта процессом теплового воздействия.

Вход в продуктивный пласт горными выработками позволяет максимально снизить противодавление на пласт практически до величины атмосферного давления. В свою очередь, существующие способы изоляции горных выработок и крепления скважин дают возможность создавать в пласте перепады давления, необходимые для осуществления притока нефти от нагнетательных скважин к добывающим. Значительный эффект при термошахтной разработке обеспечивается за счёт воздействия теплоносителем при наличии в пласте плотной сетки нагнетательных и добывающих скважин. Основными факторами, участвующими в механизме нефтеотдачи, являются:

- снижение вязкости нефти, которое создаёт условия для гидродинамического вытеснения;
- термическое расширение пластовых флюидов;
- гравитационное дренирование пласта;
- вытеснение нефти за счёт капиллярной пропитки.

Роль этих факторов в механизме нефтеотдачи зависит в основном от температуры пласта и возрастает с её увеличением. При средней температуре пласта 70-90°C нефтеотдача от этих факторов может быть следующей:

- за счёт снижения вязкости нефти и гидродинамического вытеснения 15-21 %;
- за счёт термического расширения пластовых флюидов 5-10 %;
- за счёт гравитационного дренирования пласта 14-19 %;
- за счёт капиллярной пропитки 6-10 %.

За счёт указанных факторов нефтеотдача при термошахтной разработке Ярегского месторождения может достигнуть 40-60%, а с учётом предшествующей разработки залежи на естественном режиме – 45-60%.

## **12. Критерии выбора первоочередных объектов высоковязких нефтей для разработки их термошахтным способом**

В таблице 2 приведены геолого-геофизические параметры залежи.

Таблица 2 – Геолого-геофизические параметры залежи

Параметры	Величина
Глубина залегания, м	до 800
Запасы нефти, млн. тонн	5 и более
Пласт-коллектор	устойчивые терригенные или карбонатные породы
Пористость, %	18 и более
Проницаемость, мДарси	100 и более
Нефтенасыщенность, %	
весовая	6 и более
объёмная	50 и более
Начальная пластовая температура, °С	26 и менее
Газонасыщенность нефти, м <sup>3</sup> /т	10 и менее

В соответствии с технологией термоциклического воздействия в комбинации с заводнением процесс разработки пласта осуществляется в 2 стадии: I стадия – прогрев пласта до температуры 70-80 °С; II стадия – вытеснение нефти из прогретого пласта водой.

**12.1. I стадия.** В начальной стадии под закачку пара вводится максимальное количество нагнетательных скважин. Пар закачивается под давлением 2-3кгс/см<sup>3</sup> на устьях подземных скважин. Спустя 6-8 месяцев после начала закачки пара, когда средняя температура пласта увеличивается до 30-40°С, темп ввода тепла в пласт необходимо уменьшить на 30%.

Для осуществления термодинамического режима полевые штреки или буровые камеры, расположенные на разрабатываемой площади, разбиваются на две группы таким образом, чтобы штреки (буркамеры) одной группы чередовались со штреками (буркамерами) другой группы. Пар в каждую группу нагнетательных скважин закачивается попеременно. Спустя 12-14 месяцев после начала теплового воздействия темп нагнетания пара должен быть снижен на 50-60% по сравнению с начальным. К концу первой стадии средняя температура пласта возрастает до 70-80°С и завершается подготовка пласта к вытеснению из него нефти. Всего в течении I стадии должно быть закачено в пласт количества пара, равное 0,7 порового объема пласта.

**12.2. Во II стадии** переходят к закачке в пласт воды, попутно добываемой из скважин. Вода закачивается под давлением 3-6кгс/см<sup>2</sup> на устьях нагнетательных скважин. При температуре закачиваемой воды 30-40 °С нагнетание воды в пласт продолжается 3-4 месяца. В течение этого времени происходит снижение температуры пласта в среднем на 5-6 °С. Затем для восстановления температуры пласта осуществляется переход к закачке пара. Продолжительность цикла закачки пара 50-60 сут.

### 13. Контроль и регулирование процесса

В процессе разработки фиксируются следующие данные:

- 1) расход, давление, температура закачиваемых в пласт агентов по каждому штреку ежедневно;
- 2) дебит нефти, воды и температура добываемой жидкости по каждой скважине – не менее двух раз в неделю;
- 3) добыча нефти и воды по всему уклону ежедневно;
- 4) количество скважин, находящихся под нагнетанием по каждому штреку, а также количество реагирующих скважин и продолжительность их работы в сутки;
- 5) температура и влажность поступающего и исходного воздуха в уклоне и в каждом штреке 2 раза в месяц;
- 6) температура по пласту в контрольных скважинах 1 раз в месяц;
- 7) коэффициент сухости пара, поступающего в подземные скважины 1 раз в месяц;
- 8) физико-химический состав закачиваемой в пласт воды 1 раз в мес.;
- 9) физико-химический состав добываемой в уклоне нефти и воды 1 раз в месяц.

Основной задачей регулирования процесса является обеспечение равномерного прогрева уклонного блока по площади и по мощности пласта, а также равномерный отбор нефти по всей площади. Для более равномерного распределения пара и воды по отдельным буркамерам, каждая буркамера оборудуется дросселирующим устройством.

**13.1. Параметры прогрева пласта.** Запасы нефти на 1га (средние) – 50 тыс. тонн. Запасы нефти на 1 га при мощности пласта в 1м – 2080 тонн. Среднее содержание нефти в 1м<sup>3</sup> песчаника – 208кг. Извлечение нефти с 1м<sup>3</sup> песчаника – 72,8кг. Прогреваемый объем пласта для добычи 1 тоны

нефти –  $13,7\text{ м}^3$ . Теплоёмкость песчаника –  $510\text{ ккал/м}^3\text{ }^\circ\text{С}$ . Количество пара для прогрева  $1\text{ м}^3$  песчаника до температуры  $100^\circ\text{С}$  – 75 кг. Принимая теплотери, равные 100%, необходимое количество пара на 1 тонну нефти – 2,1 тонн. Количество добытой нефти с 1 га – 17,5 тыс. тонн. Приёмистость 1 нагнетательной скважины: вертикальной – 2 тонн/сут.; горизонтальной – 20 тонн/сут. Количество закачиваемого пара в уклонном блоке – 200-500 тонн/сут. Время обработки уклонного блока – больше 3 лет.

#### 14. Технология термошахтной разработки

Технология термоциклического воздействия на пласт в комбинации с заводнением разработана с учетом особенностей процесса теплового воздействия в условиях трещиновато-пористого пласта, насыщенного высоковязкой нефтью (рис. 2). При нагнетании теплоносителя в пласт закачиваемый агент, особенно в начальной стадии тепловой обработки, распространяется преимущественно по трещинам. При этом происходит эффективный прогрев пласта из густой системы трещин за счёт теплопроводности. При поддержании в трещинах постоянной температуры, скорость прогрева определяется лишь продолжительностью процесса тепловой обработки и почти не зависит от темпа ввода тепла в пласт.

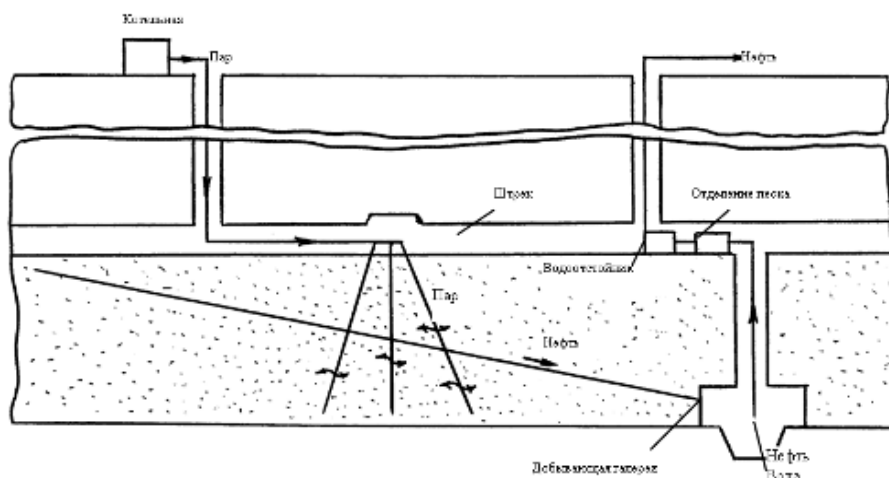


Рисунок 2 – Общая схема технологии термошахтной добычи нефти

Расчёты показывают, что текущий расход тепла на нагревание пласта при постоянной температуре в трещинах резко снижается во времени при почти постоянном темпе теплопотерь в окружающие породы. Отсюда вытекает вывод, что в условиях трещиновато-пористой среды высокая тепловая эффективность может быть достигнута при поддержании темпа ввода тепла в пласт на оптимальном уровне, который должен снижаться по мере прогрева пласта. Превышение оптимального уровня закачки теплоносителя приводит к дополнительным потерям тепла с добываемой жидкостью, увеличению тепловыделений в шахтную атмосферу и уходу тепла за пределы разрабатываемых блоков. Ускорить прогрев пласта при изложенном выше механизме теплового воздействия можно, в основном, двумя способами: за счёт увеличения охвата поверхности трещин теплоносителем или за счёт повышения температуры закачиваемого агента.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2011. – Т. 1-2.
2. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013-2014. – Т. 1-4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2012-2015. – Т. 1-4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
6. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика: монографія. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.
7. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. – М.: Нефть и газ, 1996. – 284 с.
8. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М. Прогнозирование промысловой эффективности методов теплового воздействия на нефтяные пласты. – М.: Недра, 1983. – 222 с.
9. Рузин Л.М., Морозюк О.А. Разработка залежей высоковязких нефтей и битумов с применением тепловых методов. – Ухта: УГТУ, 2015. – 166 с.

10. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013. – 336 с.
11. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами: диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук. – Москва, 2013. – 432 с.
12. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар: Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
13. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
14. Технология разработки Ярегского нефтяного месторождения нефти [Электронный ресурс]. Режим доступа:  
[http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625a3bd69b4d43b88421316c37\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625a3bd69b4d43b88421316c37_0.html)
15. Коноплёв Ю.П., Питиримов В.В., Табаков В.П., Тюнькин Б.А. Термошахтная разработка месторождений с тяжёлыми нефтями и природными битумами (на примере Ярегского нефтяного месторождения) // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М.: Издательство «Горная книга», 2005. – № 3. Режим доступа: [http://www.giab-online.ru/files/Data/2005/3/28\\_Konoplev15.pdf](http://www.giab-online.ru/files/Data/2005/3/28_Konoplev15.pdf)
16. Нвизуг-Би Лейи Клюверт, 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: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 105-108.
17. Нвизуг-Би Лейи Клюверт, 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.
18. Нвизуг-Би Лейи Клюверт, Савенок О.В. ГХ-МС анализ общих нефтяных углеводородов и многоциклических ароматических углеводородов в образцах битума юго-западной части Нигерии // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов: материалы Всероссийской научно-технической конференции (с международным участием) (02-03 ноября 2017 года). Секция «Геология, технологии разработки месторождений и добычи высоковязких нефтей и битумов» / под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2018. – С. 94-99.
19. Нвизуг-Би Лейи Клюверт, Савенок О.В. Испытание керна для комбинированных способов разработки битуминозных месторождений «Yegbata» на юго-западе Нигерии // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов: материалы Всероссийской научно-технической конференции (с международным участием) (02-03 ноября 2017 года). Секция «Геология, технологии разработки месторождений и добычи высоковязких нефтей и битумов» / под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2018. – С. 99-102.
20. Нвизуг-Би Лейи Клюверт, Савенок О.В. Газово-хроматографо-масс-спектрометрический анализ общих нефтяных углеводородов и многоциклических ароматических углеводородов битуминозных отложений Нигерии // Инженер-нефтяник, 2017. – № 4. – С. 27-31

21. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Обзор по разработке месторождений битума и тяжёлой нефти в Нигерии // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): в 7 томах: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 194-197.
22. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В., Мойса Ю.Н., Иванов Д.Ю. Оценка восстановления проницаемости образцов битуминозного ядра месторождения Yegbata после воздействия технологических жидкостей // Нефть. Газ. Новации, 2018. – № 4. – С. 48-50.
23. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В., Милейко Е.В., Мойса Ю.Н., Иванов Д.Ю. Применение комбинированного способа физико-химических воздействий на образцы ядра битуминозных месторождений на юго-западе Нигерии // Инженер-нефтяник, 2018. – № 2 (43). – С. 50-54.
24. Нвизуг-Би Лейи Ключерт. Анализ методов разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – № 1. – С. 168-188.
25. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Сталагмометрическое определение поверхностного и межфазного натяжений водных растворов поверхностно-активных веществ // Сборник лучших научных работ молодых учёных Кубанского государственного технологического университета, отмеченных наградами на конкурсах / отв. ред. С.А. Калманович. – Краснодар: ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – С. 65-68.
26. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Результаты экспериментальных исследований поверхностной и межфазной активности ПАВ // Сборник лучших научных работ молодых учёных Кубанского государственного технологического университета, отмеченных наградами на конкурсах / отв. ред. С.А. Калманович. – Краснодар: ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – С. 68-70.
27. Шахмеликьян М.Г., Нвизуг-Би Лейи Ключерт. Анализ применения технологии пароциклического метода интенсификации вязких и высоковязких нефтей // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – № 4. – С. 217-242.
28. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В., Мойса Ю.Н., Иванов Д.Ю. Физико-химическое воздействие на образцы битуминозного ядра месторождения Yegbata на юго-западе Нигерии // Нефтяное хозяйство, 2019. – № 5. – С. 91-93.
29. 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 (IJER), 2017. – Volume 12, Number 23. – Pp. 13788-13795.
30. Nwizug-bee Leyii Kluivert. Heavy oil deposits and compositional analysis of some bituminous oil sand samples of South Western Nigeria // Устойчивое развитие горных территорий, 2018. – Т. 10. – № 1 (35). – С. 63-68.

## REFERENCES

1. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfal'to-smolo-parafinovye otlozheniya i gidratoobrazovaniya: preduprezhdenie i udalenie: v 2 tomah: uchebnoe posobie. – Краснодар: ООО «Izdatel'skij Dom – YUG», 2011. – Т. 1-2.



2. Bulatov A.I., Voloshchenko E.YU., Kusov G.V., Savenok O.V. Ekologiya pri stroitel'stve neftyanyh i gazovyh skvazhin: uchebnoe posobie dlya studentov vuzov. – Krasnodar: OOO «Prosveshchenie-YUG», 2011. – 603 s.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum po discipline «Zakanchivanie neftyanyh i gazovyh skvazhin»: v 4 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2013-2014. – T. 1-4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Kapital'nyj podzemnyj remont neftyanyh i gazovyh skvazhin: v 4 tomah. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2012-2015. – T. 1-4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., YAremijchuk R.S. Nauchnye osnovy i praktika osvoeniya neftyanyh i gazovyh skvazhin. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2016. – 576 s.
6. Bulatov A.I., Kachmar YU.D., Savenok O.V., YAremijchuk R.S. Osvoennya naftovih i gazovyh sverдловin. Nauka i praktika: monografiya. – L'viv: Spolom, 2018. – 476 s.
7. Kudinov V.I. Sovershenstvovanie teplovyh metodov razrabotki mestorozhdenij vysokovyazkih neftej. – M.: Neft' i gaz, 1996. – 284 s.
8. Mirzadzhanzade A.H., Ametov I.M. Prognozirovanie promyslovoj effektivnosti metodov teplovogo vozdejstviya na neftyanye plasty. – M.: Nedra, 1983. – 222 s.
9. Ruzin L.M., Morozyuk O.A. Razrabotka zalezhej vysokovyazkih neftej i bitumov s primeneniem teplovyh metodov. – Uhta: UGTU, 2015. – 166 s.
10. Savenok O.V. Optimizaciya funkcionirovaniya ekspluatacionnoj tekhniki dlya povysheniya effektivnosti neftepromyslovyh sistem s oslozhnyonnymi usloviyami dobychi. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2013. – 336 s.
11. Savenok O.V. Povysenie effektivnosti bazovyh i informacionno-upravlyayushchih tekhnologij pri razrabotke mestorozhdenij uglevodorodov s trudnoizvlekaemymi zapasami: dissertaciya na soiskanie uchyonoj stepeni doktora tekhnicheskikh nauk. – Moskva, 2013. – 432 s.
12. Savenok O.V., Ladenko A.A. Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – Krasnodar: Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 267 s.
13. Savenok O.V., Kachmar YU.D., YAremijchuk R.S. Neftegazovaya inzheneriya pri osvoenii skvazhin. – M.: Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 s.
14. Tekhnologiya razrabotki YAreg'skogo neftyanogo mestorozhdeniya nefti -Elektronnyj resurs. Rezhim dostupa:  
[http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625a3bd69b4d43b88421316c37\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625a3bd69b4d43b88421316c37_0.html)
15. Konoplyov YU.P., Pitirimov V.V., Tabakov V.P., Tyun'kin B.A. Termoshahtnaya razrabotka mestorozhdenij s tyazhyolymi neftyami i prirodnyimi bitumami (na primere YAreg'skogo neftyanogo mestorozhdeniya) // Gornyj informacionno-analiticheskij byulleten' (nauchno-tekhnicheskij zhurnal). – M.: Izdatel'stvo «Gornaya kniga», 2005. – № 3. Rezhim dostupa:  
[http://www.giab-online.ru/files/Data/2005/3/28\\_Konoplev15.pdf](http://www.giab-online.ru/files/Data/2005/3/28_Konoplev15.pdf)
16. Nvizug-Bi Leji Klyuvert, Savenok O.V., Adaobi Stefinie Nvosi – Anele. Diversifikaciya ekonomiki Nigerii s bitumom i tyazhyoloy nef'tyu // Bulatovskie chteniya: materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2017 goda): v 5 tomah: sbornik statej [pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok]. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2017. – T. 2: Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – S. 105-108.
17. Nvizug-Bi Leji Klyuvert, Savenok O.V. Izuchenie fil'tracionno-emkostnyh harakteristik bituminoznogo mestorozhdeniya Yegbata na yugo-zapade Nigerii // Materialy X Vserossiyskoj nauchno-tekhnicheskoy konferencii «Problemy razrabotki mestorozhdenij uglevodorodnyh i rudnyh poleznyh iskopaemyh» (24-26 oktyabrya 2017 goda, g. Perm'). Sekciya 1 Geologiya, poisk i razvedka mestorozhdenij nef'ti i gaza. – Perm': Izdatel'stvo Permskogo nacional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta, 2017. – S. 26-29.
18. Nvizug-Bi Leji Klyuvert, Savenok O.V. GH-MS analiz obshchih neftyanyh uglevodorodov i mnogociklicheskih aromaticeskikh uglevodorodov v obrazcah bituma yugo-zapadnoj chasti Nigerii // Problemy geologii, razrabotki i ekspluatatsii mestorozhdenij i transporta trud-

noizvlekaemyh zapasov uglevodorodov: materialy Vserossijskoj nauchno-tekhnicheskoj konferencii (s mezhdunarodnym uchastiem) (02-03 noyabrya 2017 goda). Sekciya «Geologiya, tekhnologii razrabotki mestorozhdenij i dobychi vysokovyazkih neftej i bitumov» / pod red. N.D. Ckhadaya. – Uhta: UGTU, 2018. – S. 94-99.

19. Nvizug-Bi Leji Klyuvert, Savenok O.V. Ispytanie kerna dlya kombinirovannyh sposobov razrabotki bituminoznych mestorozhdenij «Yegbata» na yugo-zapade Nigerii // Problemy geologii, razrabotki i ekspluatacii mestorozhdenij i transporta trudnoizvlekaemyh zapasov uglevodorodov: materialy Vserossijskoj nauchno-tekhnicheskoj konferencii (s mezhdunarodnym uchastiem) (02-03 noyabrya 2017 goda). Sekciya «Geologiya, tekhnologii razrabotki mestorozhdenij i dobychi vysokovyazkih neftej i bitumov» / pod red. N.D. Ckhadaya. – Uhta: UGTU, 2018. – S. 99-102.

20. Nvizug-Bi Leji Klyuvert, Savenok O.V. Gazovo-hromatografo-mass-spektrometricheskij analiz obshchih neftyanyh uglevodorodov i mnogociklicheskih aromatcheskih uglevodorodov bituminoznych otlozhenij Nigerii // Inzhener-neftyanik, 2017. – № 4. – S. 27-31

21. Nvizug-Bi Leji Klyuvert, Savenok O.V. Obzor po razrabotke mestorozhdenij bituma i tyazhyoloy nefti v Nigerii // Bulatovskie chteniya: materialy II Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoj konferencii (31 marta 2018 goda): v 7 tomah: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2018. – T. 2 v 2 ch.: Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – CH. 1. – S. 194-197.

22. Nvizug-Bi Leji Klyuvert, Savenok O.V., Mojsa YU.N., Ivanov D.YU. Ocenka vosstanovleniya pronicaemosti obrazcov bituminoznogo kerna mestorozhdeniya Yegbata posle vozdejstviya tekhnologicheskikh zhidkostej // Neft'. Gaz. Novacii, 2018. – № 4. – S. 48-50.

23. Nvizug-Bi Leji Klyuvert, Savenok O.V., Milejko E.V., Mojsa YU.N., Ivanov D.YU. Primenenie kombinirovannogo sposoba fiziko-himicheskikh vozdejstvij na obrazcy kerna bituminoznych mestorozhdenij na yugo-zapade Nigerii // Inzhener-neftyanik, 2018. – № 2 (43). – S. 50-54.

24. Nvizug-Bi Leji Klyuvert. Analiz metodov razrabotki mestorozhdenij vysokovyazkih neftej i prirodnyh bitumov // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNOLOGII (politekhnicheskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2018. – № 1. – S. 168-188.

25. Nvizug-Bi Leji Klyuvert, Savenok O.V. Stalagmometricheskoe opredelenie poverhnostnogo i mezhfaznogo natyazhenij vodnyh rastvorov poverhnostno-aktivnyh veshchestv // Sbornik luchshih nauchnyh rabot molodyh uchyonyh Kubanskogo gosudarstvennogo tekhnologicheskogo universiteta, otmechennyh nagradami na konkursah / otv. red. S.A. Kalmanovich. – Krasnodar: FGBOU VO «KubGTU», 2018. – S. 65-68.

26. Nvizug-Bi Leji Klyuvert, Savenok O.V. Rezul'taty eksperimental'nyh issledovanij poverhnostnoj i mezhfaznoj aktivnosti PAV // Sbornik luchshih nauchnyh rabot molodyh uchyonyh Kubanskogo gosudarstvennogo tekhnologicheskogo universiteta, otmechennyh nagradami na konkursah / otv. red. S.A. Kalmanovich. – Krasnodar: FGBOU VO «KubGTU», 2018. – S. 68-70.

27. SHahmelik'yan M.G., Nvizug-Bi Leji Klyuvert. Analiz primeneniya tekhnologii parociklicheskogo metoda intensivizacii vyazkih i vysokovyazkih neftej // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNOLOGII (politekhnicheskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2018. – № 4. – S. 217-242.

28. Nvizug-Bi Leji Klyuvert, Savenok O.V., Mojsa YU.N., Ivanov D.YU. Fiziko-himicheskoe vozdejstvie na obrazcy bituminoznogo kerna mestorozhdeniya Yegbata na yugo-zapade Nigerii // Neftyanoe hozyajstvo, 2019. – № 5. – C. 91-93.

29. Nvizug-bee Leyii Klyuvert, Savenok O.V., Mojsa 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), 2017. – Volume 12, Number 23. – Pp. 13788-13795.

30. Nwizug-bee Leyii Kluivert. Heavy oil deposits and compositional analysis of some bituminous oil sand samples of South Western Nigeria // Ustojchivoe razvitie gornyh territorij, 2018. – T. 10. – № 1 (35). – S. 63-68.

## **ANALYSIS OF TECHNOLOGY DEVELOPMENT YAREGSKOYE OIL FIELD**

**Nwizug-bee L. K.**

*Kuban state technological university, [kluivert\\_dgreat@mail.ru](mailto:kluivert_dgreat@mail.ru)*

The article analyzes the technology development Yaregskoye oil field, located in the central part of the Komi Republic. A characteristic of the area and the field, as well as general information about the Yaregskoye field. The physical fundamentals of the technology of thermo-mining of oil fields are described and the criteria for selecting the priority objects of high-viscosity oils for their development by the thermo-mining method are listed. The parameters of the reservoir warm-up and the technology of thermo-mining development are considered.

**Keywords:** opening and preparation of the mine field; field development status; physical fundamentals of thermo-mining technology; criteria for selecting priority objects of highly viscous oils; process control and regulation; reservoir heating parameters; thermo-mining technology.