**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУЛИКИ ТАТАРСТАН**

**Альметьевский государственный нефтяной институт**

**Кафедра бурения нефтяных и газовых скважин**

**КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА**

**по курсу «Бурения нефтяных и газовых скважин»**

**на тему: «Общее представление о бурение нефтяных и газовых скважин»**

Выполнил студент: Петрова И. Ф.

Группа 48-72-14

Преподаватель: Уразбахтин Н.Р.

Альметьевск 2009

**Содержание**

Введение

1. История бурения
   1. Буровые работы в России
2. Классификация скважин
   1. Классификация скважин по назначению
   2. Классификация скважин по профилю
   3. Классификация по эксплутационно – экономическому критерию
3. Бурение скважин на нефть и газ
4. Буровые установки и сооружения
   1. Талевая система
   2. Буровые лебедки
   3. Роторы

Заключение

Литература

**Введение**

Нефть и природный газ являются одними из основных полезных ископаемых, которые использовались человеком еще в глубокой древности. Поэтому целью нашей работы является изучение истории бурения нефтяных и газовых скважин, а также использование инструментов и их классификация при бурение нефтяных и газовых скважин. Так как эта тема является актуальной для нашей Республики. Особенно быстрыми темпами добыча нефти стала расти после того, как для ее извлечения из недр земли стали применяться буровые скважины. Обычно датой рождения в стране нефтяной и газовой промышленности считается получение фонтана нефти из скважины.

Следует, что нефтяная промышленность в разных странах мира существует всего 110 – 140 лет, но за этот отрезок времени добыча нефти и газа увеличилась более чем в 40 тыс.раз. В 1860 г. мировая добыча нефти составляла всего 70 тыс.т, в 1970 г. было извлечено 2280 млн.т., а в 1996 г. уже 3168 млн.т. Быстрый рост добычи связан с условиями залегания и извлечения этого полезного ископаемого. Нефть и газ проурочены к осадочным породам и распространены регионально. Причем в каждом седиментационном бассейне отмечается концентрация основных их запасов в сравнительно ограниченном количестве месторождений. Все это с учетом возрастающего потребления нефти и газа в промышленности и возможностью их быстрого и экономичного извлечения из недр делают эти полезные ископаемые объектом первоочередных поисков.

1. **История бурения**



На основании археологических находок и исследований установлено, что первобытный человек около 25 тыс. лет назад при изготовлении различных инструментов сверлил в них отверстия для прикрепления рукояток. Рабочим инструментом при этом служил кремневый бур.

В Древнем Египте вращательное бурение (сверление) применялось при строительстве пирамид около 6000 лет назад.

Первые сообщения о китайских **скважинах** для добычи воды и соляных рассолов содержатся в работах философа Конфуция, написанных около 600 г. до н.э. Скважины сооружались методом ударного бурения и достигали глубины 900 м. Это свидетельствует о том, что до этого техника бурения развивалась в течение, по крайней мере, еще нескольких сот лет. Иногда при бурении китайцы натыкались на нефть и газ. Так в 221...263 гг. н.э. в Сычуане из скважин глубиной около 240 м добывали газ, который использовался для выпаривания соли.

Документальных свидетельств о технике бурения в Китае мало. Однако, судя по древней китайской живописи, барельефам, гобеленам, панно и вышивкам на шелке, эта техника находилась на довольно высокой стадии развития.

Бурение первых скважин в России относится к IX веку и связано с добычей растворов поваренной соли в районе г. Старая Русса. Соляной промысел получил большое развитие в XV..XVII вв., о чем свидетельствуют обнаруженные следы буровых скважин в окрестностях г. Соликамска. Их глубина достигала 100 м при начальном диаметре скважин до 1 м.

Стенки скважин часто обваливались. Поэтому для их крепления использовались или полые стволы деревьев или трубы, сплетенные из ивовой коры. В конце XIX в. стенки скважин стали крепить железными трубами. Их гнули из листового железа и склепывали. При углублении скважины трубы продвигали вслед за буровым инструментом (долотом); для этого их делали меньшего диаметра, чем предшествующие. Позднее эти трубы стали называть **обсадными.** Конструкция их со временем была усовершенствована: вместо клепанных они стали цельнотянутыми с резьбой на концах.

Первая скважина в США была пробурена для добычи соляного раствора близ г. Чарлстона в Западной Вирджинии в 1806 г. Придальнейших поисках рассолов в 1826 г. близ г. Бернсвилла в шт. Кентукки случайно была найдена нефть.

Первые упоминания о применении бурения для поисков нефти относятся к 30-м годам XIX века. На Тамани, прежде чем рыть нефтяные колодцы, производили предварительную разведку буравом. Очевидец оставил следующее описание: «Когда предполагают выкопать в новом месте колодец, то сначала пробуют буравом землю, вдавливая оный и подливая немного воды, дабы он ходше входил и по вынятию оного, есть ли будет держаться нефть, то на сем месте начинают копать четырехугольную яму».

В декабре 1844 г. член Совета Главного Управления Закавказского края В.Н. Семенов направил своему руководству рапорт, где писал о необходимости ... углубления посредством бура некоторых колодцев ... и произведения вновь разведки на нефть также посредством бура между балаханскими, байбатскими и кабристанскими колодцами». Как признавал сам В.Н. Семенов, эту идею подсказал ему управляющий бакинских и ширванских нефтяных и соляных промыслов горный инженер Н.И. Воскобойников. В 1846 г. министерство финансов выделило необходимые средства и были начаты буровые работы. О результатах бурения говорится в докладной записке наместника Кавказа графа Воронцова от 14 июля 1848 г.:«... на Биби-Эйбате пробурена скважина, в которой найдена нефть». Это была **первая нефтяная скважина в мире!**

Незадолго до этого в 1846 г. французский инженер Фовель предложил способ непрерывной очистки скважин - их **промывку.** Сущность метода заключалась в том, что с поверхности земли по полым трубам в скважину насосами закачивалась вода, выносящая кусочки породы наверх. Этот метод очень быстро получил признание, т.к. не требовал остановки бурения.

Первая нефтяная скважина в США была пробурена в 1859 г. Сделал это в районе г. Тайтесвилл, штат Пенсильвания Э. Дрейк, работавший по заданию фирмы «Сенека ойл компани». После двух месяцев непрерывного труда рабочим Э. Дрейка удалось пробурить скважину глубиной всего 22 м, но она дала-таки нефть. Вплоть до недавнего времени эта скважина считалась первой в мире, но найденные документы о работах под руководством В.Н. Семенова восстановили историческую справедливость.

Многие страны связывают рождение своей нефтяной промышленности с бурением первой скважины, давшей промышленную нефть. Так, в Румынии отсчет ведется с 1857 г., в Канаде - с 1858 г., в Венесуэле - с 1863 г. В России долгое время считалось, что первая нефтяная скважина была пробурена в 1864 г. на Кубани на берегу р. Кудако под руководством полковника А.Н. Новосильцева. Поэтому в 1964 г. у нас в стране торжественно отметили 100-летие отечественной нефтяной промышленности и с тех пор каждый год отмечают «День работника нефтяной и газовой промышленности».

Число пробуренных скважин на нефтяных промыслах в конце XIX века стремительно росло. Так в Баку в 1873 г. их было 17, в 1885 г. - 165, в 1890 г. - 356, в 1895 г. - 604, то к 1901 г. - 1740. Одновременно значительно возросла глубина нефтяных скважин. Если в 1872 г. она составляла 55...65 м, то в 1883 г. - 105...125 м, а к концу XIX в. достигла 425...530 м.

В конце 80-х гг. прошлого века близ г. Новый Орлеан (шт. Луизиана, США) было применено **вращательное бурение** на нефть с промывкой скважин глинистым раствором. В России вращательное бурение с промывкой впервые применили близ г. Грозного в 1902 г. и нашли нефть на глубине 345 м.

Первоначально вращательное бурение осуществлялось вращением долота вместе со всей колонной бурильных труб непосредственно с поверхности. Однако при большой глубине скважин вес этой колонны весьма велик. Поэтому еще в XIX в. появились первые предложения по созданию **забойных двигателей,** т.е. двигателей, размещаемых в нижней части бурильных труб непосредственно над долотом. Большинство из них осталось нереализованными.

Впервые в мировой практике советским инженером (впоследствии членом-корреспондентом АН СССР) М.А. Капелюшниковым в 1922 г. был изобретен **турбобур,** представлявший собой одноступенчатую гидравлическую турбину с планетарным редуктором. Турбина приводилась во вращение промывочной жидкостью. В 1935...1939 гг. конструкция турбобура была усовершенствована группой ученых под руководством П.П. Шумилова. Турбобур, предложенный ими, представляет собой многоступенчатую турбину без редуктора.

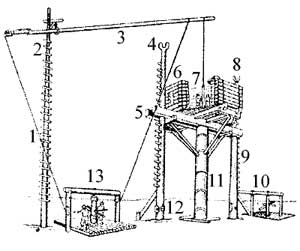
В 1899 г. в России был запатентован **электробур,** представляющий собой электродвигатель, соединенный с долотом и подвешенный на канате. Современная конструкция электробура была разработана в 1938 г. советскими инженерами А.П. Островским и Н.В. Александровым, а уже в 1940 г. электробуром была пробурена первая скважина.

В 1897 г. в Тихом океане в районе о. Сомерленд (шт. Калифорния, США) впервые было осуществлено **бурение на море.** В нашей стране первая морская скважина была пробурена в 1925 г. в бухте Ильича (близ г. Баку) на искусственно созданном островке. В 1934 г. Н.С. Тимофеевым на о. Артема в Каспийском море было осуществле- но **кустовое бурение,** при котором несколько скважин (порой более 20) бурятся с общей площадки. Впоследствии этот метод стал широко применяться при бурении в условиях ограниченного пространства (среди болот, с морских буровых платформ и т.д.).

С начала 60-х годов с целью изучения глубинного строения Земли в мире стали применять **сверхглубокое бурение.**

**1.1. Буровые работы в России**

**Буровые работы в России** впервые стали проводить для добычи поваренной соли. Соляные рассолы добывались с помощью так называемых рассолоподъемных труб (буровых скважин), которые зачастую были довольно больших диаметров.   
Бурение этих скважин в XIV-XVII веках на Пермских соляных промыслах и на Балахновском Усолье (близ г. Нижнего Новгорода) достигло достаточно большого совершенства. Известен первый рукописный свод правил по технологии бурения скважин для разведки и добычи каменной соли - «Роспись как зачать делать новая труба на новом месте», написанный в XVII веке. Этот труд обобщил многовековую практику бурения скважин в России. В нем подробно описаны буровой инструмент, его установка и приемы бурения; приведены рекомендации по методике взятия проб грунта и рассолов, сведения о способах ликвидации аварий, ведении записей при бурении, об изготовлении буров и других частей бурового инструмента.   
О высоком уровне технологической культуры бурения скважин в России свидетельствует и тот факт, что в Росписи содержатся 128 специальных буровых терминов только русского происхождения. Одна из «труб» достигла глубины 88 саженей (-176 м).   
На рисунке приведен пример бурения таких скважин на Балахновском Усолье.  
  
*Установка для бурения под рассолоподъемную трубу на Балахновском Усолье:* 1 — канат; 2 — очап; 3 — коромысло; 4 — соха; 5 — переклад; 9 — лестница; 10,13 — вороты с блоками для спуска труб и буровых операций; 11 — обсадная труба; 12 — матица. Первая из известных на европейском континенте скважина была пробурена в 1126 г. на юге Франции в провинции Артуа (Artesium - латинское название). Отсюда пошло современное общее название самоизливающихся водозаборных скважин - артезианские скважины. Однако подобные скважины и колодцы были известны еще в глубокой древности в Китае и Египте. В России в 30-х годах XIX века для водоснабжения губернских и уездных городов и промышленных предприятий начали также бурить артезианские скважины. Например, в 1876 г. подобная скважина впервые была заложена в Москве на Яузском бульваре. В Париже в 1839 г. подобная скважина была пробурена уже на глубину 548 м и вскрыт водоносный пласт, из которого вода хлынула фонтаном на высоту 33 м.   
С 1944 г. началась работа по реконструкции бурового оборудования. Был составлен размерный ряд станков для бурения скважин колонковым способом на глубины 75, 150, 300, 600 и 1200 м. В соответствии с этим рядом разработаны и выпущены в 1946-1947 гг. заводом им. Воровского (г. Свердловск) многоскоростные станки марки ЗИВ-75 и ЗИВ-150, а в Ленинграде заводом им. Фрунзе выпушены станки типа ЗИФ-300, ЗИФ-650 и ЗИФ-1200. Эти станки уже были оснащены двухцилиндровой гидравлической подачей и четырехступенчатыми коробками передач. Наряду со стационарными станками были разработаны и выпущены в серию под руководством М. М. Андреева и В. С. Кузьмина самоходные установки УКБ-100, УРБ-ЗАМ, УРБ-2А и др. Эти станки нашли широкое применение при структурно-картировочном, поисковом и гидрогеологическом бурении. С 1965—1970 гг. началось широкое освоение и внедрение алмазного бурения. Был разработан ряд алмазных коронок, армированных алмазами первого и второго сортов. Достаточно широко в это время проведена и механизация спускоподъемных операций. Например, было разработано и выпущено в свет устройство РТ-1200 для свинчивания и развенчивания бурильных труб.   
  
Значительный вклад в развитие теории и практики колонкового бурения внесли СКБ «Геотехника», ВИТР, Тульский филиал ЦНИГРИ, бывшие Ленинградский горный институт, Днепропетровский горный институт. Московский геологоразведочный институт и Томский политехнический институт. Вращательное роторное бурение на нефть, а затем и на газ впервые было применено в США в 1901 г. в сочетании с непрерывной промывкой, а в России - в 1902 г. Производительность этого вида бурения резко возросла после изобретения в 1903 г. инженером Говардом Юзом шарошечного долота. Технически новая задача герметизации заколонного пространства при вращательном бурении была решена закачкой цементного раствора по методу А. А. Богушевского. Следующим крупным шагом в развитии глубокого бурения было создание гидравлических забойных двигателей - турбобуров. В 1923 г. М. А. Капелюшниковым и другими инженерами были созданы одноступенчатые турбобуры, а в 1933-1940 гг. на ба¬зе разработанной П. П. Шумиловым теории осевых многоступенчатых (100 и более ступеней) турбинных двигателей им совместно с Р. А. Иоаннесяном, Э. И. Тагиевым и М. Т. Гусманом были созданы мощные турбобуры с большими крутящими моментами. В последующем турбобур явился незаменимым двигателем при бурении направлен¬ных (наклонных, горизонтальных, многоствольных и т. д.) скважин. Затем в 1937-1940 гг. Н. В. Александровым, А. А. Островским и другими учеными были разработаны и созданы электробуры диаметрами от 164 до 290 мм с частотой вращения 700-540 мин-1 и мощностью 50-250 кВт.



1. **Классификация скважин по назначению.**

Цилиндрическая горная выработка, проводимая с поверхности земли вглубь при помощи механизмов и имеющая очень небольшое поперечное сечение по сравнению с глубиной, называется буровой скважиной. Скважины могут быть вертикальными или наклонными, диаметры их колеблются в широких пределах (25-900 мм), глубина — от нескольких метров до нескольких тысяч метров.

Начало скважины у поверхности земли называется устьем, дно — забоем, стенки скважины образуют ее ствол.

Все скважины, бурящиеся с целью региональных исследований, поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений или залежей, делятся на следующие категории: опорные, параметрические, структурные, поисковые, разведочные, эксплуатационные.

1. Опорные скважины бурят для изучения геологического строения и гидрогеологических условий регионов, определения общих закономерностей распространения комплексов отложений, благоприятных для нефтегазонакопления, с целью выбора наиболее перспективных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ.

Опорные скважины подразделяются на две группы:

К первой группе относят скважины, закладываемые в районах, не исследованных бурением, с целью всестороннего изучения разреза осадочных пород и установления возраста и вещественного состава фундамента.

Ко второй группе относят скважины, закладываемые в относительно изученных районах для всестороннего изучения нижней части разреза, ранее не вскрытой бурением, или для освещения отдельных принципиальных вопросов с целью уточнения геологического строения и перспектив нефтегазоносности района и повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ.

2. Параметрические скважины бурят для изучения глубинного геологического строения и сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности возможных зон нефтегазонакопления; выявления наиболее перспективных районов для детальных геологопоисковых работ, а также для получения необходимых сведений о геолого-геофизической характеристике разреза отложений с целью уточнения результатов сейсмических и других геофизических исследований.

3. Структурные скважины бурят для выявления перспективных площадей и их подготовки к поисково-разведочному бурению.

4. Поисковые скважины бурят с целью открытия новых месторождений нефти и газа. К этой категории относят скважины, заложенные на новой площади, а также первые скважины, заложенные на те же горизонты в обособленных тектонических блоках, или скважины, заложенные на новые горизонты в пределах месторождения. Поисковыми их считают до получения первых промышленных притоков нефти или газа.

5. Разведочные скважины бурят на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью с целью подготовки запасов нефти газа.

6. Эксплуатационные скважины бурят для разработки и эксплуатации залежей нефти и газа. В эту категорию входят оценочные, эксплуатационные, нагнетательные и наблюдательные (контрольные, пьезометрические) скважины.

Оценочные скважины бурят на разрабатываемую или подготавливаемую к опытной эксплуатации залежь нефти с целью уточнения параметров и режима работы пласта, выявления и уточнения границ обособленных продуктивных полей, а также оценки выработки отдельных участков залежи.

Нагнетательные скважины используют при воздействии на эксплуатируемый пласт различных агентов (закачка воды, газа или воздуха и др.).

Наблюдательные скважины бурят для наблюдения за изменением давления, положения водо-газонефтяных контактов в процессе эксплуатации пласта.

7. Специальные скважины бурят для сброса промышленных вод, ликвидации открытых фонтанов нефти и газа, подготовки структур для подземных хранилищ газа и закачки в них газа, разведки и добычи технических вод.

2.2 **Классификация скважин по профилю.**

Из практики бурения известно, что практически невозможно получить идеально вертикальный профиль, т.к. при прохождении пластов с различной твердостью, степенью восстания (наклона) пластов и из-за влияния многих других причин имеет место естественное искривление профиля. Конечно, в настоящее время наработан большой опыт по стабилизации профиля скважины, но при этом удорожается строительство и поэтому не всегда экономически целесообразно проводить стабилизационные мероприятия из-за их значительной трудоемкости. В то же время разработка месторождений, залегающих под населенными пунктами, морями, на болотистых участках и т.д., способствовала активному внедрению наклонно направленных скважин (ННС), профиль которых искусственно искривляется с целью вывода забоя скважины в нужную точку продуктивного пласта. Так, уже в 1958 году в Азербайджане 30% общего объема бурения составляло бурение наклонно направленных скважин. В процессе спуско-подъемных операций (СПО) с бурильными и насосно-компрессорными трубами (НКТ), при СПО со штангами, а также в процессе эксплуатации было замечено существенное отличие нагрузок в точке подвеса штанг и труб на таких скважинах от нагрузок в скважинах с весьма слабой искривленностью, которые принято называть вертикальными. Для отслеживания закономерностей влияния степени и характера искривления на технологию бурения и эксплуатации, на величину нагрузок и износа подземного оборудования необходимо было классифицировать скважины по их профилю. В одной из первых попыток классификации все скважины были разделены на четыре группы, где к первой группе были отнесены все плоско искривленные скважины, а к остальным — пространственно искривленные. Плоско искривленными являются скважины, у которых весь профиль лежит в одной вертикальной плоскости, т.е. имеют постоянный азимут.

Пространственно искривленные скважины характеризуются одновременным изменениям зенитного угла и азимута, т.е. проекция ствола скважины на горизонтальную плоскость представляет собой кривую линию, вплоть до образования петель. Как показал опыт, для решения названных задач требуется более подробная классификация, в первую очередь, для ННС. Поэтому в последующие годы многократно предпринимались попытки уточнить классификацию с учетом специфики бурения и эксплуатации ННС.

В настоящее время благодаря большому опыту бурения наклонно направленных скважин, разработке широчайшего спектра различного типа отклонителей и стабилизаторов, научно обоснованных рекомендаций по компоновке низа бурильной колонны (КНБК) можно получить практически любой наперед заданный профиль. В одной из последних работ дана подробная классификация профилей ННС, используемых для проектирования в различных регионах России, США, Англии. Как обычно, они делятся на плоские и пространственные.

Пространственные профили характеризуются увеличением длины ствола скважины по сравнению с плоскими при одинаковой глубине забоя, значительными силами трения при перемещениях бурильных труб, НКТ и штанг, т.е. имеют существенные недостатки. Тем не менее такие профили вынуждены использовать при проектировании глубоких наклонных скважин в районах со сложным геологическим строением, где проводка наклонных плоских скважин невозможна или экономически нецелесообразна.

Плоские профили состоят из различных комбинаций прямолинейных и искривленных участков, причем последние в проектах и расчетах принимаются дугами окружностей определенных радиусов. Профиль любой плоской наклонно направленной скважины включает верхний вертикальный участок, необходимый для упрощения СПО с глубинным оборудованием, и участок начального искривления.

Согласно принятой в работе методике плоские ННС подразделяются на тангенциальные, S-образные и J-образные, заканчивающиеся соответственно наклонным (тангенциальным) участком, участком малоинтенсивного уменьшения зенитного угла, участком малоинтенсивного увеличения зенитного угла.

Вступление большинства нефтяных месторождений страны в позднюю стадию эксплуатации сопровождается резким падением дебитов, ростом обводненности, прорывами воды к эксплуатационным скважинам, в результате чего в пласте остаются заблокированными линзы нефти. Эксплуатация нефтяных месторождений вертикальными скважинами позволяет извлечь около 50% содержащейся в пласте нефти, а в карбонатных коллекторах коэффициент нефтеотдачи еще ниже. Даже при плотных сетках скважин (0,8...6,0 га/скв.) нефтеотдача в карбонатных коллекторах не превышает 12,5-36%. На месторождениях с высоковязкой нефтью она не достигает и 10%. Картина практически не меняется и при переходе к наклонно направленным скважинам.

Исключительная ценность нефти как углеводородного сырья и энергоносителя на фоне падения объемов добычи и промышленных запасов вынуждает вводить в эксплуатацию месторождения с маломощными продуктивными пластами, высоковязкими нефтями и битумами, ранее считавшиеся не перспективными. В таких условиях для достижения приемлемых текущих дебитов, конечной нефтеотдачи и себестоимости, являющихся важнейшими критериями в нефтедобыче, становится совершенно необходимым переход к горизонтальным скважинам (ГС). Применение ГС позволяет уменьшить количество скважин, весьма существенно улучшить дренирование пластов, включить в эксплуатацию оставшиеся линзы нефти, повысить эффективность обработок призабойной зоны скважины за счет ее расширения.

Профиль горизонтальных скважин состоит из двух сопряженных между собой частей: направляющей и горизонтальной. При проектировании горизонтальных скважин используют только J-образный тип профиля. По величине радиуса кривизны ствола различают три типа профиля горизонтальной скважины: с большим, средним и малым радиусами.

Горизонтальные скважины с большим (более 190 м) радиусом кривизны могут быть реализованы при кустовом способе бурения на суше и море, а также при бурении отдельных скважин с большим отклонением от вертикали при длине горизонтального участка 600-1500 м. При строительстве данных скважин используются стандартные техника и технология наклонно направленного бурения, позволяющие получить максимальную интенсивность искривления 0,7…2,0° на 10 м проходки.

Горизонтальные профили скважин со средним радиусом искривления (60-190 м) применяются как при строительстве новых одиночных скважин, так и для восстановления продуктивности старых эксплуатационных скважин. При этом максимальная интенсивность искривления скважины находится в пределах 3... 10° на 10 м проходки при длине горизонтального участка 450-900 м. Такие скважины наиболее экономичны, т.к. имеют значительно меньшую длину ствола по сравнению со скважинами с большим радиусом, обеспечивают более точное попадание ствола в заданную точку на поверхности продуктивного горизонта. Это особенно важно при разбуривании маломощных нефтяных и газовых пластов.

Горизонтальные скважины с малым радиусом кривизны эффективны при разбуривании месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации. Профиль скважины с малым радиусом искривления позволяет разместить насосное оборудование в вертикальном участке скважины и обеспечить наиболее точное попадание в заданную точку поверхности продуктивного горизонта. Малыми радиусами кривизны считаются радиусы от 10 до 30 м, при которых интенсивность искривления составляет 1,1-2,5° на 1 м (11-25° на 10 проходки). Длина горизонтального участка составляет в таких скважинах 90-250 м.

В России же преимущественно строят профили с большим и средним радиусами кривизны.

Кроме горизонтальных скважин в последние годы начали применять многозабойные скважины (МЗС), состоящие из вертикального ствола с разветвленной системой горизонтальных, полого-наклонных или волнообразных ответвлений, служащих дополнительными каналами, по которым нефть или битум поступают в основной ствол. Число ответвлений на сегодняшний день выполняется от 2 до 11. Основная задача МЗС — получение максимальных текущих и накопленных отборов нефти. По классификации ВНИИ-нефть МЗС подразделяется на следующие типы:

- с горизонтальными и полого-наклонными стволами, пробуренными из основного ствола; многоярусные;

- радиальные, в которых из одного горизонтального ствола бурится система радиальных стволов.

* 1. **Классификация скважин по эксплутационно – экономическому критерию.**

На промыслах принято распределять скважины на две категории по составу и свойствам их продукции, а также по профилю ствола скважины:

1. нормальные;
2. скважины с осложненными условиями.

К нормальным относят вертикальные скважины с практическим отсутствием влияния газа на работу насоса, с содержанием в откачиваемой жидкости механических примесей (песка, глины, продуктов износа) не более 1,3 г/л и вязкости добываемой жидкости до 30 мПа с. При этом термин «вертикальная скважина» является условным, т.к. практически любая скважина имеет искривления как вертикальной плоскости (зенитные), так и (или) в горизонтальной (по азимуту). В ряде случаев для отнесения скважин к категории «нормальных» кроме указанных предъявляются дополнительные требования: обводненность продукции - не более 50%; минерализация - не более 10 г/л, отсутствие или незначительность отложений солей и парафинов на узлах подземного оборудования.

Если параметры скважины и ее продукции не соответствуют вышеперечисленным критериям, то это скважина с осложненными условиями. При этом в зависимости от наиболее значительно осложняющего эксплуатацию фактора, скважины делятся на «песочные», «газовые», «коррозионные», «солеотлагающие», с жидкостью повышенной вязкости (30...60 мПа с), высоковязкие (более 60 мПас), с неньютоновскими жидкостями, битумные.

Широко используется также классификация скважин по глубине и по подаче.

По глубине (по высоте подъема жидкости) скважины условно делят на мелкие (до 500 м), средние (500-1500 м), глубокие (1500-2500 м) и сверхглубокие (более 2500 м). По подаче - на малодебитные (до 5 м3/сут), среднедебитные (5-100 м3/сут) и высокодебитные (более 100м3/сут).

В зависимости от степени осложняющего влияния того или иного фактора или их сочетания выбирают соответствующий способ и оборудование для эксплуатации. При этом кроме критерия техно- логической пригодности способа эксплуатации учитывается экономическая оправданность.

**3. Бурение скважин на нефть и газ*.***

В Китае свыше 2 тыс. лет назад впервые в мировой практике вручную бурились скважины (диаметром 12—15 *см* и глубиной до 900 *м*) для добычи соляных растворов. Буровой инструмент (долото и бамбуковые штанги) опускался в скважину на канатах толщиной 1—4 *см*, свитых из индийского тростника. Б. первых скважин в России относится к 9 в. и связано с добычей растворов поваренной соли (Старая Русса). Затем соляные промыслы развиваются в Балахне (12 в.), в Соликамске (16 в.). На русских соляных промыслах издавна применялось ударное штанговое Б. Во избежание ржавления буровые штанги делали деревянными; стенки скважин закрепляли деревянными трубами. В 17 в. в рукописном труде "Роспись, как зачать делать новая труба на новом месте" ("Известия императорского археологического общества", 1868, т. 6, отд. 1, в. 3, с. 238—55) подробно описаны методы этого периода. Первый буровой колодец, закрепленный трубами, был пробурен на воду в 1126 в провинции Артуа (Франция), отсюда глубокие колодцы с напорной водой получили название артезианских.

Развитие методов и техники Б. в России начинается с 19 в. в связи с необходимостью снабжения крупных городов питьевой водой. В 1831 в Одессе было образовано "Общество артезианских фонтанов" и пробурены 4 скважины глубиной от 36 до 189 *м*. В 1831—32 бурили скважины в Петербурге (на Выборгской стороне), в 1833 в Царском Селе, в Симферополе и Керчи, в 1834 в Тамбове, Казани и Евпатории, в 1836 в Астрахани. В 1844 была заложена первая буровая скважина для артезианской воды в Киеве. В Москве первая артезианская скважина глубиной 458 *м* пробурена на Яузском бульваре в 1876. Первая буровая скважина в США пробурена для добычи соляного раствора близ Чарлстона в Западной Виргинии (1806).

Поворотным моментом, с которого начинается бурный прогресс в Б., было развитие нефтедобычи. Первая нефтяная скважина была пробурена в США случайно в 1826 близ Бернсвилла в Кентукки при поисках рассолов. Первую скважину на нефть заложил в 1859 американец Дрейк близ г. Тайтесвилла в Пенсильвании. 29 августа 1859 нефть была встречена на глубине 71 фута (около 20 *м*), что положило начало нефтяной промышленности США. Первая скважина на нефть в России пробурена в 1864 около Анапы (Северный Кавказ).

Технические усовершенствования Б. в 19 в. открываются предложением немецкого инженера Эйгаузена (1834) применять так называемые ножницы (сдвигавшаяся пара звеньев при штанговом Б.). Идея сбрасывать соединённое со штангами долото привела к изобретению во Франции Киндом (1844) и Фабианом (1849) свободно падающего бурового инструмента ("фрейфала"). Этот способ получил название "немецкий". В 1846 французский инженер Фовель сделал сообщение о новом способе очистки буровых скважин водяной струей, подаваемой насосом с поверхности в полую штангу. Первый успешный опыт Б. с промывкой проведён Фовелем в Перпиньяне (Франция).

В 1859 Г. Д. Романовский впервые механизировал работы, применив паровой двигатель для Б. скважины вблизи Подольска. На нефтяных промыслах Баку первые паровые машины появились в 1873, а через 10 лет почти повсеместно они заменили конную тягу. При Б. скважин на нефть на первом этапе получил развитие ударный способ (Б. штанговое, канатное, быстроударное с промывкой забоя). В конце 80-х гг. в Новом Орлеане в Луизиане (США) внедряется роторное Б. на нефть с применением лопастных долот и промывкой глинистым раствором. В России вращательное роторное Б. с промывкой впервые применили в г. Грозном для Б. скважины на нефть глубиной 345 *м* (1902). В Сураханах (Баку) на территории завода Кокорева в 1901 заложена скважина для добычи газа. Через год с глубины 207 *м* был получен газ, использовавшийся для отопления завода. В 1901 на Бакинских нефтепромыслах появились первые электродвигатели, заменившие паровые машины при Б. В 1907 пройдена скважина вращательным Б. сплошным забоем с промывкой глинистым раствором.

Впервые автомат для регулирования подачи инструмента при роторном Б. был предложен в 1924 Хилдом (США). В начале 20 в. в США разработан метод наклонного роторного Б. с долотами малого диаметра для забуривания с последующим расширением скважин.

Ещё в 70-х гг. 19 в. появились предложения по созданию забойных двигателей, то есть размещению двигателя непосредственно над буровым долотом у забоя буримой скважины. Созданием забойного двигателя занимались крупнейшие специалисты во многих странах, проектируя его на принципе получения энергии от гидравлического потока, позднее — на принципе использования электрической энергии. В 1873 американский инженер Х. Г. Кросс запатентовал инструмент с гидравлической одноступенчатой турбиной для Б. скважин. В 1883 Дж. Вестингауз (США) сконструировал турбинный забойный двигатель. Эти изобретения не были реализованы, и проблема считалась неосуществимой. В 1890 бакинский инженер К. Г. Симченко запатентовал ротационный гидравлический забойный двигатель. В начале 20 в. польский инженер Вольский сконструировал быстроударный забойный гидравлический двигатель (так называемый таран Вольского), который получил промышленное применение и явился прототипом современных забойных гидроударников.

Впервые в мировой практике М. А. Капелюшниковым, С. М. Волохом и Н. А. Корневым запатентован (1922) турбобур, примененный двумя годами позже для Б. в Сураханах. Этот турбобур был выполнен на базе одноступенчатой турбины и многоярусного планетарного редуктора. Турбобуры такой конструкции применялись при Б. нефтяных скважин до 1934. В 1935—39 П. П. Шумилов, Р. А. Иоаннесян, Э. И. Тагиев и М. Т. Гусман разработали и запатентовали более совершенную конструкцию многоступенчатого безредукторного турбобура, благодаря которому турбинный способ Б. стал основным в СССР. Совершенствование турбинного Б. осуществляется за счёт создания секционных турбобуров с пониженной частотой вращения и увеличенным вращающим моментом.

В 1899 в России был запатентован электробур на канате. В 30-х гг. в США прошёл промышленные испытания электробур с якорем для восприятия реактивного момента, опускавшийся в скважину на кабеле-канате. В 1936 впервые в СССР Квитнером и Н. В. Александровым разработана конструкция электробура с редуктором, а в 1938 А. П. Островским и Н. В. Александровым создан электробур, долото которого приводится во вращение погружным электродвигателем. В 1940 в Баку электробуром пробурена первая скважина.

В 1951—52 в Башкирии при Б. нефтяной скважины по предложению А. А. Минина, А. А. Погарского и К. А. Чефранова впервые применили электробур знакопеременного вращения для гашения реактивного момента, опускаемый на гибком электрокабеле-канате. В конце 60-х гг. в СССР значительно усовершенствована конструкция электробура (повышена надёжность, улучшен токопровод).

Появление наклонного Б. относится к 1894, когда С. Г. Войслав провёл этим способом скважину на воду близ Брянска. Успешная проходка скважины в Бухте Ильича (Баку) по предложению Р. А. Иоаннесяна, П. П. Шумилова, Э. И. Тагиева, М. Т. Гусмана (1941) турбинным наклонно-направленным бурением положила начало внедрению наклонного турбобурения, ставшего основным методом направленного Б. в СССР и получившего применение за рубежом. Этим методом при пересечённом рельефе местности и на морских месторождениях бурят кусты до 20 скважин с одного основания (см. Кустовое бурение). В 1938—41 в СССР разработаны основы теории непрерывного наклонного регулируемого турбинного Б. при неподвижной колонне бурильных труб. Этот метод стал основным при Б. наклонных скважин в СССР и за рубежом.

В 1941 Н. С. Тимофеев предложил в устойчивых породах применять так называемое многозабойное бурение.

В 1897 в Тихом океане, в районе о. Сомерленд (Калифорния, США), впервые было осуществлено Б. на море. В 1924—25 в СССР вблизи бухты Ильича на искусственно созданном островке вращательным способом была пробурена первая морская скважина, давшая нефть с глубины 461 *м*. В 1934 Н. С. Тимофеевым осуществлено на острове Артема в Каспийском море кустовое Б., при котором несколько скважин бурятся с общей площадки, а в 1935 там же сооружено первое морское металлическое основание для Б. в море. С 50-х гг. 20 в. применяется Б. для добычи нефти и газа со дна моря. Созданы эстакады, плавающие буровые установки с затапливаемыми понтонами, специальные буровые суда, разработаны методы динамической стабилизации буровых установок при Б. на больших глубинах.

Основной метод бурения на нефть и газ в СССР (1970) — турбобурами (76% метража пробуренных скважин), электробурами пройдено 1,5% метража, остальное роторным бурением. В США преимущественно распространение получило роторное бурение; в конце 60-х гг. при проведении наклонно-направленных скважин начали применяться турбобуры. В странах Западной Европы турбобуры применяются в наклонном Б. и при Б. вертикальных скважин алмазными долотами. В 60-е гг. в СССР заметно возросли скорости и глубина Б. на нефть и газ. Так, например, в Татарии скважины, бурящиеся долотом диаметром 214 *мм* на глубину 1800 *м*,проходятся в среднем за 12—14 дней, рекордный результат в этом районе 8—9 дней. За 1963—69 в СССР средняя глубина эксплуатационных нефтяных и газовых скважин возросла с 1627 до 1710 *м*. Самые глубокие скважины в мире — 7—8 *км —* пробурены в 60-е гг. (США). В СССР в районе г. Баку пробурена скважина на глубину 6,7 *км* и в Прикаспийской низменности (район Аралсор) на глубину 6,8 *км*. Эти скважины пройдены в целях разведки на нефть и газ (см. Опорное бурение). Работы по сверхглубокому бурению для изучения коры и верхней мантии Земли ведутся по международной программе "Верхняя мантия Земли". В СССР по этой программе намечено пробурить в 5 районах ряд скважин глубиной до 15 *км.* Первая такая скважина начата бурением на Балтийском щите в 1970. Эта скважина проходится методом турбинного бурения.

Основное направление совершенствования Б. на нефть и газ в СССР — создание конструкций турбобуров, обеспечивающих увеличение проходки скважины на рейс долота (полное время работы долота в скважине до его подъёма на поверхность). В 1970 созданы безредукторные турбобуры, позволяющие осуществить оптимизацию режимов Б. шарошечными долотами в диапазоне наиболее эффективных оборотов (от 150 до 400 в *мин*) и использовать долота с перепадом давлений в насадках до 10 *Мн*/*м*2(100 *атм*) вместо 1—1,5 *Мн*/*м*2(10—15 *атм*). Создаются турбобуры с высокой частотой вращения (800—100 *об/мин*) для Б. алмазными долотами, обеспечивающими при глубоком Б. многократное увеличение проходки и механической скорости Б. за рейс. Разрабатываются новые конструкции низа бурильной колонны, позволяющие бурить в сложных геологических условиях с минимальным искривлением ствола скважины. Ведутся работы по химической обработке промывочных растворов для облегчения и повышения безопасности процесса Б. Конструируются турбины с наклонной линией давления, которые позволяют получить информацию о режиме работы турбобура на забое скважины и автоматизировать процесс Б

## 4. Буровые установки и сооружения

Процесс бурения сопровождается спуском и подъемом бурильной колонны в скважину, а также поддержанием ее на весу. Масса инструмента, с которой приходится при этом оперировать, достигает многих сотен килоньютонов. Для того чтобы уменьшить нагрузку на канат и снизить установочную мощность двигателей применяют подъемное оборудование (рис. 2.2), состоящее из вышки, буровой лебедки и талевой (полиспастовой) системы. Талевая система, в свою очередь, состоит из неподвижной части -- кронблока (неподвижные блоки полиспаста), устанавливаемого наверху фонаря вышки, и подвижной части -- талевого блока (подвижного блока полиспаста), талевого каната, крюка и штропов. Подъемное оборудование является неотъемлемой частью всякой буровой установки независимо от способа бурения.

Буровая вышка предназначена для подъема и спуска бурильной колонны и обсадных труб в скважину, удержания бурильной колонны на весу во время бурения, а также для размещения в ней талевой системы, бурильных труб и части оборудования, необходимого для осуществления процесса бурения. Наиболее серьезной опасностью при работе на буровых вышках является частичное или полное их разрушение. Основная причина, приводящая к падению или разрушению вышек - недостаточный надзор за их состоянием в процессе длительной эксплуатации. По этим причинам были введены изменения в правилах безопасности предусматривающие обязательные периодические проверки вышек, в том числе с полной разборкой и ревизией их деталей, а также испытания с нагружением вышек в собранном виде.

Кроме того, вышка должна подвергаться тщательному осмотру и проверке каждый раз до начала буровых работ, перед спуском обсадных колонн, освобождением прихваченной бурильной или обсадной колонны, при авариях и после сильных ветров (15 м/с для открытой местности, 21 м/с для лесной и таежной местности, а также когда вышка сооружена в котловане). Вышки мачтового типа монтируются в горизонтальном положении, а затем поднимаются в вертикальное положение при помощи специальных устройств. Транспортировка вышки осуществляется в собранном виде вместе с платформой верхового рабочего в горизонтальном положении на специальном транспортном устройстве. При этом талевая система не демонтируется вместе с вышкой. При невозможности из-за условий местности транспортирования вышки целиком она разбирается на секции и транспортируется частями универсальным транспортом. В практике бурения кроме вышек мачтового типа продолжают использоваться вышки башенного типа, которые собираются методом сверху-вниз. Перед началом монтажа на вышечном основании монтируют подъемник. После окончания сборки вышки подъемник демонтируют.

Одновременно с монтажом буровой установки и установкой вышки ведут строительство привышечных сооружений. К ним относятся следующие сооружения: 1) Редуктор (агрегатный) сарай, предназначенный для укрытия двигателей и передаточных механизмов лебедки. Его пристраивают к вышке со стороны её задней панели в направлении, противоположном мосткам. Размеры редукторного сарая определяются типом установки. 2)Насосный сарай для размещения буровых насосов и силового оборудования. Его строят либо в виде пристройки сбоку фонаря вышки редукторного сарая, либо отдельно в стороне от вышки. Стены и крышу редукторного и насосного сараев в зависимости от конкретных условий обшивают досками, гофрированным железом, камышитовыми щитами, резинотканями или полиэтиленовой плёнкой. Использование некоторых буровых установок требуется совмещение редукторного и насосного сараев. 3) Приемный мост, предназначенный для укладки бурильных обсадных и других труб и перемещения по нему оборудования инструмента, материалов и запасных частей. Приемные мосты бывают горизонтальные и наклонные. Высота установки приемных мостов регулируется высотой установки рамы буровой вышки. Ширина приемных мостов до 1,5...2 м, длина до 18 м. 4) Система устройств для очистки промывочного раствора выбуренной породы, а также склады для химических реагентов и сыпучих материалов. 5)Ряд вспомогательных сооружений при бурении: на электроприводе -- трансформаторные площадки, на двигателях внутреннего сгорания (ДВС) -- площадки, на которых находятся емкости для горюче-смазочных материалов и т. п.

## 4.1 Талевая система

В процессе проводки скважины подъемная система выполняет различные операции. В одном случае она служит для проведения СПО с целью замены изношенного долота, спуска, подъема и удержания на весу бурильных колонн при отборе керна, ловильных или других работах в скважине, а также для спуска обсадных труб. В других случаях обеспечивает создание на крюке необходимого усилия для извлечения из скважины прихваченной бурильной колонны или при авариях с ней. Для обеспечения высокой эффективности при этих разнообразных работах подъемная система имеет два вида скоростей подъемного крюка: техническую для СПО и технологические для остальных операций.

В связи с изменением веса бурильной колонны при подъеме для обеспечения минимума затрат времени подъемная система должна обладать способностью изменять скорости подъема в соответствии с нагрузкой. Она также служит для удержания бурильной колонны, спущенной в скважину, в процессе бурения.

Подъемная система установки представляет собой полиспастный механизм, состоящий из кронблока, талевого (подвижного) блока, стального каната, являющегося гибкой связью между буровой лебедкой и механизмом крепления неподвижного конца каната. Кронблок устанавливается на верхней площадке буровой вышки . Подвижный конец А каната крепится к барабану лебедки , а неподвижный конец Б - через приспособление к основанию вышки. К талевому блоку присоединяется крюк , на котором подвешивается на штропах элеватор для труб или вертлюг. В настоящее время талевый блок и подъемный крюк во многих случаях объединяют в один механизм - крюкоблок.

## 4.2 Буровые лебёдки

Лебедка - основной механизм подъемной системы буровой установки. Она предназначена для проведения следующих операций: спуска и подъема бурильных и обсадных труб; удержания колонны труб на весу в процессе бурения или промывки скважины; при подъема бурильной колонны и труб при наращивании; передачи вращения ротору; свинчивания и развенчивания труб; вспомогательных работ по подталкиванию в буровую инструмента, оборудования, труб и др.; подъема собранной вышки в вертикальное положение.

Буровая лебедка состоит из сварной рамы, на которой установлены подъемный и трансмиссионный валы, коробка перемены передач (КПП), тормозная система, включающая основной (ленточный) и вспомогательный (регулирующий) тормоза, пульт управления. Все механизмы закрыты предохранительными щитами. Подъемный вал лебедки, получая вращение от КПП, преобразовывает вращательное движение силового привода в поступательное движение талевого каната, подвижный конец которого закреплен на барабане подъемного вала. Нагруженный крюк поднимается с затратой мощности, зависящей от веса поднимаемых труб, а спускается под действием собственного веса труб или талевого блока, крюка и элеватора, когда элеватор опускается вниз за очередной свечой.

Лебедки снабжаются устройствами для подвода мощности при подъеме колонны и тормозными устройствами поглощения освобождающейся энергии при ее спуске. Для повышения к. п. д. во время подъема крюка с ненагруженным элеватором или колонной переменного веса лебедки или их приводы выполняют многоскоростными. Переключение с высшей скорости на низшую и обратно осуществляется фрикционными оперативными муфта-ми, обеспечивающими плавное включение и минимальную затрату времени на эти операции. Во время подъема колонн различного веса скорости в коробках передач переключают периодически. Оперативного управления скоростями коробки не требуется.

Мощность, передаваемая на лебедку, характеризует основные эксплуатационно-технические ее свойства и является классификационным параметром.

## 4.3 Роторы

Роторы предназначены для вращения вертикально подвешенной бурильной колонны или восприятия реактивного крутящего момента при бурении забойными двигателями. Они служат также для поддержания на весу колонн бурильных или обсадных труб, устанавливаемых на его столе, на элеваторе или клиньях. Роторы также используются при отвинчивании и свинчивании труб в процессе СПО, ловильных и аварийных работ. Ротор представляет собой как бы конический зубчатый редуктор, ведомое коническое колесо которого насажено на втулку, соединенную со столом. Вертикальная ось стола расположена по оси скважины.

На показана схема ротора. Стол имеет отверстие диаметром 250-1260 мм в зависимости от типоразмера ротора. В отверстие стола устанавливают вкладыши и зажимы ведущей трубы , через которые передается крутящий момент. Большое коническое колесо передает вращение столу ротора, укрепленному на основной и вспомогательной опорах, смонтированных в корпусе , образующем одновременно масляную ванну для смазки передачи и подшипников.

Сверху стол защищен оградой . Быстроходный ведущий вал расположен горизонтально на подшипниках , воспринимающих радиальные и горизонтальные нагрузки. Вал приводится: во вращение от цепной звездочки или с помощью вилки карданного вала, расположенной на конце вала. Ротор снабжен стопором , при включении которого вращение стола становится не-возможным. Фиксация стола ротора необходима при СПО и бурении забойными двигателями для восприятия реактивного момента.

**Заключение**

Значение нефтегазовой отрасли в народном хозяйстве страны огромно.

Практически все отрасли промышленности, сельское хозяйство, транспорт,

медицина и просто население страны на современном уровне развития

потребляют нефть, природный газ и нефтепродукты. При этом, потребление их внутри страны из года в год возрастает.

Перспективы развития нефтегазового комплекса связаны с огромными

потенциальными ресурсами нефти и газа, которые залегают в недрах и еще не

разведаны. К ним относятся большие площади перспективных земель, как в

пределах суши, так и на акваториях, где имеются предпосылки для обнаружения значительных скоплений нефти и газа.

Это относится и к районам, где давно проводится добыча УВ, и к тем, где

поисковые работы практически не проводились. Среди первых находятся Урало- Поволжье, Тимано-Печора, Западная Сибирь, Предкавказье, Прикаспий, Восточная Сибирь, Дальний Восток (Сахалин). В указанных районах сосредоточены еще значительные прогнозные ресурсы нефти и газа, которые необходимо разведать и прирастить запасы УВ в стране в ближайшем будущем.

В указанных регионах перспективы поисков новых объектов нефти и газа

могут быть связаны:

- с выявлением перспективных горизонтов на большой глубине (более

4,5 км);

- с поисками и разведкой нефти и газа в карбонатных коллекторах;

- с выявлением неструктурных ловушек и поисками залежей УВ на

склонах сводовых поднятий и бортах впадин и др.

Кроме этого, перспективы обнаружения новых нефтегазовых объектов

имеются и в неизученных частях России, где работы вообще не проводились,

либо проводились в небольших объемах и не дали положительного результата.

К ним относятся, например, центральные районы европейской части России.

Здесь имеются впадины земной коры (Московская и Мезенская), выполненные мощной толщей древних отложений. Перспективы нефтегазоносности этих впадин связаны с отложениями венда (протерозой), нижнего и верхнего палеозоя.

Перспективы нефтегазоностности связаны также с неизученными частями

Восточной Сибири и Дальнего Востока, где возможные продуктивные горизонты могут быть в палеозойских и мезозойских отложениях. К ним относятся, например, Тургузская впадина (глубиной 4 км).

Новые открытия могут быть сделаны в арктических акваториях России, на

шельфе Баренцева и Карского морей, которые являются геологическим

продолжением платформенных частей суши Русской и Западно-Сибирских плит, а последние являются наиболее продуктивными частями России.

**Список используемой литературы:**

1. Зыкин М.Я., Козлов В.А., Плотников А.А. Методика ускоренной разведки газовых месторождений. – М.: Недра, 2006.

2. Мстиславская Л.П. Нефтегазовое производство (Вопросы, проблемы, решения): Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа, 2005.

3. Нестеров И.И., Потеряева В.В., Салманов Ф.К. Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. – М.: Недра, 2002.