Б.Т. Муллаев, А.Е. Саенко

ПЕРВОИСТОКИ МАНГЫШЛАКСКОЙ НЕФТИ

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЖЕТЫБАЙ

1 том

Славным нефтяникам
месторождения Жетыбай
посвящается!

Б.Т. Муллаев,
А.Е. Саенко

Первоистоки Мангышлакской нефти. Месторождение Жетыбай

Том 1

Актау•2018

Рецензенты:

Ахметов А.Ф. - Член-корр. Академии наук Республики Башкортостан,
профессор, доктор технических наук, заведующий кафедрой «Технология нефти и газа» Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Толоконский С.И. - кандидат технических наук, Директор центра по технологиям интенсификации добычи АО «ВНИИнефть».

Абитова А.Ж. - кандидат технических наук, Зам. Ген. Директор центра по производству ТОО НИИ «Каспиймунайгаз».

Авторы: Муллаев Б.Т., Саенко А.Е.

Первоистоки Мангышлакской нефти. Месторождение Жетыбай. В 2-х томах.
Киев: Издательство Стрельбитского, 2019 г.
1 том - 471 с.

Монография издана в 2-х томах и посвящена сложнейшему и интереснейшему месторождению Жетыбай-первооткрывательнице Мангышлакской нефти, Республики Казахстан. В первых главах первого тома монографии, в качестве справочной информации, кратко изложены классические представления о строении и свойствах горных пород и насыщающих их флюидах (жидких и газообразных углеводородов, пластовой воды), методах поиска залежей УВ, разработки нефтегазовых месторождений, проектирования и оптимизации их эксплуатации, перспективные методы увеличения нефтеотдачи пластов, эффективные направления по воздействию на пласт и призабойную зону скважин, особенности и перспективы внедрения горизонтальные технологии и др. В последующих главах первого тома монографии изложены особенности геологического строения продуктивных пластов и физико-химические свойства насыщающих флюидов месторождения Жетыбай, состояние начальных и текущих запасов УВ, особенности и состояние разработки, эксплуатации и обустройства этого месторождения объектами промыслового сбора и подготовки высокопарафинистой нефти, направления по их дальнейшему совершенствованию.

Во втором томе монографии представлена информация по Жетыбайской группе месторождений, а также изложены технические решения по совершенствованию разработки месторождений с применением потокоотклоняющих технологий (вытеснение нефти загущенной водой, водогазового воздействия (ВГВ)), по обоснованию рационального соотношения способов эксплуатации скважин, по проектированию фонтанной и механизированной добычи (газлифтной эксплуатации скважин глубиннонасосной штанговой (УПШН) и бесштанговой (УЭЦН) эксплуатации), по совершенствованию проектирования и обустройства месторождений высокопарафинистой нефти, по целесообразность кустового разбуривания месторождений высокопарафинистой нефти и др.

Опыт разработки месторождений высокопарафинистой нефти на суше использован при проектировании разработки и обустройства месторождений на морском шельфе, что отражение в монографии. Многие технические решения, изложенные в монографии, защищены Патентами СССР, РФ и РК, реализация которых на месторождении Жетыбай перспективна.

Многие технические решения, изложенные в Монографии, нашли отражение в предыдущих публикациях. Однако их несколько иное изложение в представленной Монографии представляется полезным. Последующие изложения опыта разработки Жетыбайской группы месторождений всегда будут являть собой бесценный вклад в развитие нефтедобычи РК. Монография рассчитана на широкий круг научных работников, производственников, магистрантов, студентов высших учебных заведений нефтегазодобывающей отрасли.

АТЫРАУСКАЯ ОБЛАСТЬ
АКТЮБИНСКАЯ ОБЛАСТЬ
РЕСПУБЛИКА УЗБЕКИСТАН
РЕСПУБЛИКА ТУРКМЕНИСТАН
Каспийское море
Опорный
Каражанбас
Каламкас
Баутино
ФОРТ-ШЕВЧЕНКО
Тушыкудук
Кызан
Тиген
Таучик
Шетпе
Бейнеу
Туруш
Акжигит
Сай-Утес
Мангыстау
АКТАУ
Умирзак
Жетыбай
Мунайши
Уштаган
Кызылсай
ЖАНАОЗЕН
Курык
Тенге
Сенек
Аксу
1
2
3
4
Областной центр
Районный центр
ГОРОД, Поселок
Железная дорога
Автомобильная дорога
139 Указатели автодорог и расстояния в км между ними
Села
масштаб
85 км

Обзорная карта Мангышлакского региона

Рецензия
на монографию авторов
Б.Т. Муллаев, А.Е. Саенко
«Первоистоки Мангышлакской нефти. Месторождение Жетыбай»

Республика Казахстан переживает успешный период развития нефтяной отрасли и прилагает все усилия для достижения более значительных успехов. Поэтому перед *нефтяной отраслью страны* стоят ответственные задачи изыскания новых, более эффективных методов поиска нефти и газа, совершенствования разработку нефтегазовых месторождений, повышения степени извлечения нефти и газа из недр, решения проблем экологии.

Успешность решения этих задач существенно зависит от глубоких знаний геологического строения залежей, физико-химических особенностей насыщающих их флюидов, энергетических возможностей продуктивных пластов, совершенствования новых методов, технологий, оборудования, программного обеспечения и др.

Рецензируемая монография направлена на содействие успешному решению сложных проблем повышения эффективности разработки нефтяного месторождения Жетыбай, Республики Казахстан, осложненного высоким содержанием парафиноасфальтосмолистых веществ и находящегося и на поздней стадии разработки.

В первых 4-х главах монографии кратко изложены некоторые классические представления о нефтепромысловой геологии, физико-химические свойства и особенности пластовых флюидов (УВ, воды), перспективные методы воздействия на пласт и призабойную зону скважин, на реализацию горизонтальных технологий и др.

Последующие главы первого тома и второй том монографии посвящены Жетыбайской группе месторождений и отражают вопросы геологического строения продуктивных пластов этих месторождений, физико-химические свойства насыщающих их флюидов, кратко охарактеризованы применяющиеся и рекомендуемые к применению на этих месторождениях различные методы увеличения нефтеотдачи: воздействия на призабойную зону скважин кислотными обработками (КО), гидроразрывом пласта (ГРП), применением горизонтальных технологий (ГТ), совершенствованием сбора, подготовки нефти и др.

Заслуживают внимания изложенные во втором томе монографии разработанные авторами совместно с коллегами технические решения, направленные на совершенствование технологических процессов в нефтегаздобычи. Представляют интерес разработанные авторами способы оптимизации разбуривания месторождений высокопарафинистой нефти на суше и месторождений нефти и газа на морском шельфе кустовым способом.

Изложенные в монографии технические решения защищены Патентами РК. Некоторые из них внедрены, другие – в опытно-промышленном испытании, третьи – в рабочем обсуждении, их реализация представляется достаточно экономически эффективной.

Монография представляет большой теоретический и практический интерес, историческую ценность, содержащаяся в ней информация полезна для широкого круга научных работников, производственников, магистрантов, студентов высших учебных заведений нефтегазодобывающей отрасли и смежных профессий.

Член-корр. Академии наук Республики Башкортостан, профессор,
доктор технических наук, заведующий кафедрой «Технология нефти и газа» Уфимского государственного нефтяного технического университета
А.Ф. АХМЕТОВ

Административное здание АО «Мангистаумунайгаз», г. Актау

В 1965 г. на Гурьевский нефтеперерабатывающий завод отправлен первый эшелон Мангышлакской нефти. Добыча нефти в Казахстане достигает уровня 2 млн тонн в год.

Рецензия
на монографию авторов
Б.Т. Муллаев, А.Е. Саенко
«Первоистоки Мангышлакской нефти. Месторождение Жетыбай»

Проблемы невосполнимости ресурсов нефтегазодобывающей отрасли требует широкого и интенсивного поиска способов их успешного преодоления. Мировая общественность ведет активный поиск альтернативных способов решений этой проблемы, и в этих условиях необходимость успешного решения проблем в нефтегазовой отрасли возрастает.

Республика Казахстан входит в число первых 15 стран по объемам добыче нефти и намерена прочно удерживать и активизировать свои позиции. Поэтому все усилия научных и производственных организаций, научных работников и специалистов, направленных на содействие успешному решению этих задач, заслуживают высокой оценки.

Монография, предложенная читателям, издана в 2-х томах и посвящена сложнейшим и интереснейшим месторождениям Республики Казахстан – Жетыбайской группе месторождений, самым крупным из которых месторождение Жетыбай является первоисточником Мангышлакской нефти. Месторождение открыто в 1961 г., введено в промышленную разработку в 1965 г., и в настоящее время находится на поздней стадии разработки. Поэтому перед авторами Монографии стояла ответственная задача сделать эту работу способной дальнейшему совершенствованию разработки этого уникального месторождения, а также сопутствующих ему 13 месторождений. В монографии отражены мировые достижениях отраслевой науки, богатейший опыт, накопленный за долгие годы эксплуатации промысловых объектов этого месторождения в осложненных условиях, технические решения, направленные на повышение эффективности его разработки и обустройства.

В первых четырех главах первого тома монографии кратко изложены классические представления о строении продуктивных пластах в и насыщающих их флюидов, о новых методах совершенствования технологических процессов разработки нефтяных месторождений и методах увеличения нефтеотдачи (МУН). Последующие главы первого тома монографии посвящены месторождению Жетыбай: геологическому строению продуктивных пластов, физико-химическим свойствам и особенностям насыщающих их флюидов (жидких и газообразных углеводородов, воды), краткой характеристике методам воздействия на залежи, находящиеся на поздней стадии разработки, результатам внедрения перспективных методов увеличения нефтеотдачи пласта (МУН), совершенствованию промыслового обустройства, результатам внедрению горизонтальных технологий (ГТ).

Во втором томе монографии представлена информация по Жетыбайской группе месторождений, а также изложены принципиально новые подходы к проектированию и оптимизации технологических процессов разработки, эксплуатации и промыслового обустройства нефтяных месторождений высокопарафинистой нефти. Заслуживает внимания предложенная в работе технология разбуривания месторождения высокопарафинистой нефти кустовым способом, что успешно решает проблему промыслового сбора застывающей нефти. Технические решения защищены Патентами СССР, РФ и РК.

Монография рассчитана на широкий круг научных работников, производственников, магистрантов, студентов высших учебных заведений нефтегазодобывающей отрасли.

Директор центра по технологиям
интенсификации добычи АО «ВНИИнефть», к.т.н. С.И. Толоконский

Рецензия
на монографию авторов
Б.Т. Муллаев, А.Е. Саенко
«Первоистоки Мангышлакской нефти. Месторождение Жетыбай»

Вышла в свет 2-х томная монография, посвященная одному из сложнейших месторождений высокопарафинистой нефти Республики Казахстан - месторождению Жетыбай, - первоисточнику Мангышлакской нефти. Месторождение Жетыбай, открытое в 1961 г. и введенное в промышленную разработку в 1965 г., была первооткрывательницей Мангышлакской нефти. Открытие этого месторождения активизировало поиски УВ на Мангышлаке, которые оказались настолько удачными, что в кратчайший срок превратили этот регион Казахстана в крупный нефтегазодобывающий район.

И хоть жанр монографии носит научный характер, но она несет в себе и историческую ценность. Поэтому авторы в этой работе постарались отразить те сложности, которые приходилось преодолевать большой армии научных работником и производственников в поисковых работах, в освоении, разработке и промысловом обустройстве этого уникального месторождения высокопарафинистой нефти.

В монографии авторам удалось отразить не только те мировые достижения передовой науки и практики, которые были использованы в осложненных условиях промышленного освоения этого месторождения, но и продемонстрировать те оригинальные технические решения, которые были направлены на повышение эффективности его разработки и промыслового обустройства.

Месторождение Жетыбай находится на поздней стадии разработки, но эксплуатация его постоянно сопровождается новыми осложнениями, преодоление которых требует неординарных решений, усилий научных и трудовых коллективов, материальных ресурсов, постоянного повышения квалификации специалистов.

Поэтому представляется полезным, что в первых четырех главах 1-го тома монографии кратко изложены классические представления о строении продуктивных пластов и насыщающих их флюидов, об эффективных методах совершенствования разработки месторождений и увеличения КИН. Последующие главы 1-го тома монографии посвящены месторождению Жетыбай: геологическому строению, физико-химическим свойствам насыщающих их флюидов (жидких и газообразных УВ, пластовой воды), краткой характеристике методам воздействия на продуктивные пласты, результатам внедрения перспективных МУН, горизонтальных технологий (ГТ), совершенствованию промыслового обустройства месторождений высокопарафинистой нефти и вязкой водонефтяной эмульсии..

Во 2-ом томе монографии изложены технические достижения в проектировании разработки, эксплуатации и обустройстве Жетыбайской группы месторождений, рассмотрены перспективы разбуривания месторождений высокопарафинистой нефти кустовым способом, успешно решающие проблему промыслового сбора высокопарафинистой застывающей нефти. Приобретенный авторами опыт использован и при проектировании разработки и обустройства месторождений на морском шельфе, что отражено в монографии.

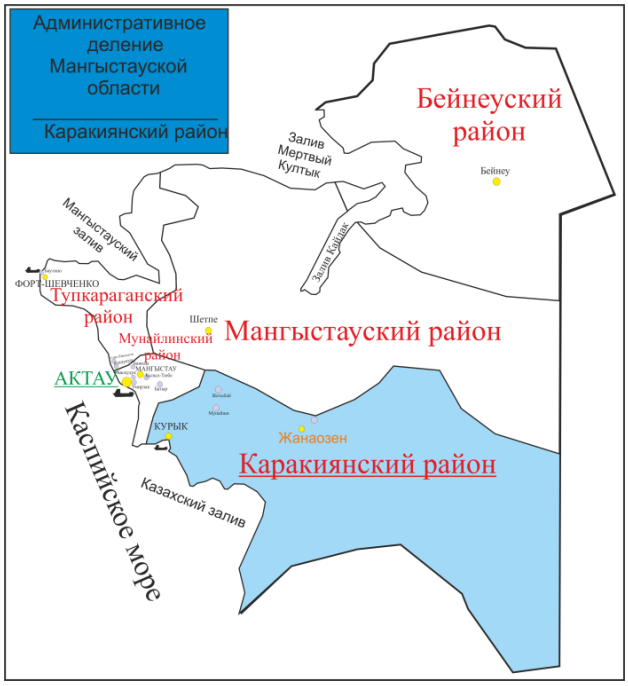
Монография рекомендована для научных работников, производственников, студентов высших учебных заведений нефтегазодобывающей отрасли.

Зам. Ген. Директор центра по производству
ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», к.т.н. А.Ж. Абитова

К 55-летию со дня открытия месторождения в Жетыбае открыли музей нефтяников

Я благодарю судьбу за то, что она была щедра со мной на особых людей. Талантливых, порядочных, основательных…Человек этот – Рахмет Утесинов-первый начальник НГДУ «Узеннефть».

Введение



На современном этапе развития человечества постоянно возрастающую роль нефти и нефтепродуктов превысить невозможно. Реальной альтернативы топливу, получаемому из нефти в промышленном масштабе, как энергоносителя, на сегодняшний момент просто нет. А огромное количество предметов, окружающих нас в повседневной жизни, являются продуктами добычи и переработки нефти. С ростом энергетических потребностей общества острота проблем повышения эффективности разработки месторождений возрастает.

Казахстан является одним из крупнейших производителей нефти в мире и в долгосрочной перспективе намерен обеспечивать увеличение объёмов добычи нефти. Поэтому повышение эффективности разработки месторождений в РК имеет большое значение.

История развития нефтегазодобывающей отрасли РК имеет глубокие корни. Первые сведения о наличии нефти на территории Атырауской области были обнаружены в записках Бековича-Черкасского, организовавшего в 1717 г. по Указу Петра I военно-типографическую экспедицию в Хиву через нижнее течение р. Эмба. А в 1999 г. на первом в Казахстане разрабатываемом месторождении Карашунгул со скв. № 7 глубиной 40 м был получен первый фонтан нефти. Это событие признано началом развития казахстанской нефтяной промышленности. Таким образом, нефтегазодобывающая отрасль Республики Казахстан имеет более чем 100 летнюю историю своего развития и опыт, приобретенный за этот период, заслуживает глубокого и всестороннего изучения. [1]

Академик Н.И. Андрусов (19.12.1861 - 24.04.1924 гг.), один из могучих титанов русской классической геологии, является пионером в изучении геологического строения и первооткрывателем многочисленных богатств недр Мангышлака, Западного Казахстана, Туркменистана и Азербайджана. Ему принадлежат, кроме прочих, работы «Геологические исследования в Закаспийской области» (С.-Петербург, 1887 г.); «Очерк истории развития Каспийского моря» (С.-Петербург, 1888 г.). В 1915 г. он издал огромный геологический материал по Мангышлаку, который считается настольной книгой геологов. [2]

В 1932-1937 гг. территория Мангышлака была покрыта магнитной съемкой, а с 1932 по 1953 гг. – гравиметрической съемкой. С 50-х гг. начинается систематическое изучение нефтегазоносности района.

История открытия месторождения Жетыбай, первого нефтяного месторождения Мангышлака, начинается с далеких послевоенных лет, когда в освоения недр Прикаспия деятельное участие принял президент Академии наук Казахстана К.И. Сатпаев. По его инициативе было решено приступить к изучению глубокозалегающих отложений триаса междуречья Урал-Волга, бортовых зон Прикаспия. Был определен выход с буровыми работами в районы Мангышлака. В конце 1958 г. в г. Гурьеве Министерством геологии и охраны недр КазССР было создано Западно-Казахстанское геологическое управление (ЗКГУ), объединившее все нефтепоисковые предприятия Западного Казахстана. ЗКГУ принимало непосредственное участие в открытии важнейших нефтегазовых месторождений в Прикаспийской впадине (кроме Тенгиза), на Мангистау и полуострова Бузачи.

Открытие в 1961 г. в регионе, в безлюдной и безводной пустыне, в совершенно необжитом и отдаленном от городов, железнодорожных и водных путей крупнейшего месторождения Жетыбай, а затем еще более крупного месторождения Узень, явилось основой создания на Мангышлаке новой нефтегазодобывающей базы страны. В промышленную разработку месторождение Жетыбай вступило в 1969 г. За открытие нефтяных месторождений на Мангышлаке Ш.Е. Есенову в 1966 г. была присуждена Ленинская премия.

Для промышленного освоения месторождений Южного Мангистау в ноябре 1963 г. было создано ПО «Мангышлакнефть», как государственное предприятие республиканского значения для разработки новых открытых на полуострове Мангышлак нефтегазовых месторождений Жетыбай и Узень. На освоение нефтяной целины были приглашены тысячи квалифицированных рабочих и инженеров из старейших нефтяных районов Казахстана, Азербайджана, Поволжья, Татарии, Башкирии, Краснодарского и Ставропольского краев, привлечены ведущие отраслевые научно-исследовательские и проектные институты бывш. СССР. Выросли поселения нефтяников Ералиево, Жетыбай, город Новый Узень.

С открытием Южно-Мангистауского нефтегазоносного региона разведанные запасы нефти по промышленным категориям увеличились в 20 раз, а годовая добыча - в 14 раз. В последующие 10 лет были открыты и введены в разработку месторождения: Тенге, Тасбулат, Карамандыбас, Жетыбайская группа месторождений и др. В г. Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен нефтепровод Узень–Актау.

Благодаря доблестному труду первопроходцев тех лет страна имеет развитую высокотехнологичную нефтегазодобывающую и перерабатывающую промышленность, доходы которой легли в основу построения новой экономики.

За годы Независимости РК достигла огромных успехов в политическом и социально-экономическом развитии, завоевав мировое признание. Освоение Мангышлака обеспечило увеличение разведанных запасов УВ на суши и на море, и выдвинуло РК в число ведущих нефтедобывающих стран мира. Приобретенный опыт освоения и разработки этих месторождений достоин изучения - большая теоретическая и практическая ценность.

Сегодня Казахстан входит в первую десятку стран мира по объемам доказанных запасов нефти и в число 15 крупнейших нефтедобывающих государств планеты.

В Стратегии «Казахстан-2050» Глава государства Н.А. Назарбаев подчеркнул важность переосмысления отношения к имеющимся природным богатствам, призывая «научиться правильно ими управлять, накапливая доходы от их продажи в казне, и самое главное – максимально эффективно трансформировать природные богатства нашей страны в устойчивый экономический рост».

Принято считать, что Мангышлак является мощным нефтяным районом Казахстана. Однако он имеет богатейшую историю как некогда крупного промышленного центра, разрабатывающего угольное месторождение Таучик. Сейчас это легенда, но в годы Великой Отечественной войны в районе Таучика действовало несколько угольных шахт. Здесь располагалась узкоколейная железная дорога Таучик-Сарыташ, по которой уголь отправляли в Астрахань, Поволжье, Приуралье, Гурьев. В тяжелые военные годы Таучик был основным источником снабжения энергией юга России и Западного Казахстана. [2]

Промышленная разработка месторождения Жетыбай ведется одновременно с эксплуатацией ее спутниковых месторождений, к которым относятся месторождения Асар, Восточный Жетыбай, Южный Жетыбай, Бектурлы, Оймаша, Бурмаша, Северное Карагие, Алатюбе, Атамбай-Сартюбе, Ащиагар, Северный Аккар, Айрантакыр и Придорожное. Суммарные балансовые запасы нефти Жетыбайской группы месторождений - около 485,948 млн т. В ПО «Жетыбаймунайгаз» трудится около тысячи человек. Практически все они проживают в г. Актау, за некоторым части, проживающей в поселке Жетыбай.

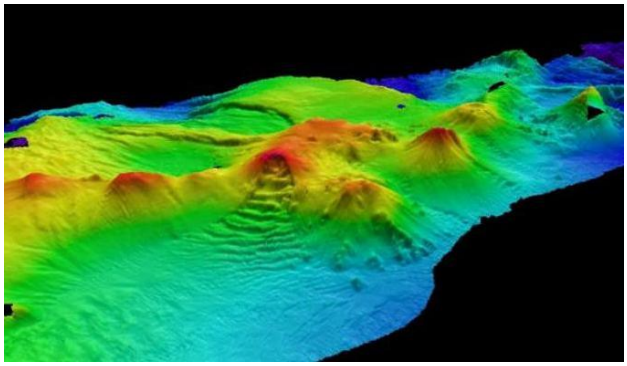
Жетыбайская группы месторождений находится в активной разработке. И на всех этапах этого процесса возникают технические, технологические, экономические и экологические проблемы, требующие нестандартных решений. В представленной Монографии кратко изложены классические теоретические основы нефтедобычи, освещены проблемы, возникающие в процессе освоения и разработки этих месторождений, и отражены те неординарные решения, создание и реализация которых позволила эти проблемы преодолеть.

Скважина-первооткрывательница нефтегазового месторождения Жетыбай, РК.

Площадь в г. Актау, РК.

Глава 1

Некоторые классические представления о строении горных пород и методах поиска залежей УВ



Геология месторождений углеводородов сформировалась как самостоятельная наука в конце XIX в. в связи с начавшимся целенаправленным бурением первых скважин в целях поиска залежей нефти. Основные проблемы нефтегазовой геологии, как одной из естественных наук о Земле в рамках общей геологии, возникли в конце XIX - первые десятилетия XX вв. в результате практики массовых поисков, разведки и разработки месторождений углеводородов (УВ). Решались они первоначально на основе изучения поверхностных газонефтепроявлений, как поисковом индикаторе неглубоко залегающих скоплений нефти, анализе ландшафта и данных геологической съемки, их экстраполяции на более глубокие уровни. По мере внедрения геофизических и геохимических методов поиска, увеличения глубин скважин, объектом ее изучения становится вся седиментосфера Земли.

В настоящее время продолжается трансформация нефтегазовой геологии в глобальную комплексную, многодисциплинарную науку, изучающую разномасштабные объекты и процессы: от геодинамики и взаимодействия внутренних и внешних геосфер до моделирования процессов онтогенеза УВ на микроуровне (изучение строения и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, химического состава и фазового состояния УВ и др.).

Решение вопросов информационного обеспечения нефтегазовой геологии определило ее фрагментацию по трем основным разномасштабным направлениям: региональное (фундаментальное); зональное (прикладное); локальное (геолого-технологическое). [1]

Первое направление связано с решением задач фундаментального уровня: от моделирования нефтегазоносных бассейнов до решения вопросов формирования и эволюции углеводородных систем.

Второе направление - объединяет задачи поискового уровня: от проблем прямого прогноза УВ-скоплений до геологического обоснования поисково-разведочных работ.

Третье направление - связано с освоением нефтегазовых геологических объектов (месторождений, нефтегазоносных комплексов и т.п.). В аспекте ресурсологии данные направления соответствуют оценкам начальных потенциальных ресурсов (региональное направление), локализованных ресурсов (зональное) и запасов газа и нефти (локальное).

Во второй половине XX в. по мере роста темпов добычи УВ неуклонно увеличивалась заинтересованность в приращении запасов УВ. Это привело к расширению «географии» нефтегазоносных бассейнов, вовлечению в разработку новых объектов (залежей глубоких горизонтов, ловушек, верхней части фундамента и т.п.). В конце XX в. началось освоение нетрадиционных источников газа - угольного, сланцевого, из плотных коллекторов.

В XXI в. обеспеченность добычи УВ подкреплена освоением их нетрадиционных источников. Добыча нетрадиционного газа в США уже составляет 40 % от годового объема. Начата эксплуатация скоплений битуминозных песчаников, ресурсы которых позволили Канаде, а в дальнейшем США и Венесуэле, стать крупнейшими нефтегазодобывающими странами. В перспективе ожидается существенная перестройка минерально-сырьевой базы (МСБ) УВ и изменение геотехнологического качества перспективных объектов, что связано с поиском и изучением залежей УВ в глубокозалегающих горизонтах (тяжелой нефти, битумов, газогидратов, угольного метана, сланцевых нефти и газа и др.).

Со второй половины XX в. претерпевает резкое развитие и нефтегазовая геология РК, выдвинув ее в первую десятку стран нефтегазодобывающей отрасли. Принимаются все меры для дальнейшего развития сырьевой базы нефтегазодобывающей отрасли промышленности страны: расширение географии (и масштабов) геологоразведочных работ с целью выявления и разведки новых рентабельных скоплений УВ (увеличение активной части запасов); увеличение извлекаемых запасов УВ на разрабатываемых месторождениях за счет увеличения коэффициентов извлечения нефти (КИН), в т.ч. трудноизвлекаемых.

1.1. Литология горных пород

Основой литологии горных пород является изучение закономерностей и условий образования геологических осадочных горных пород, их состав, структура, происхождение и изменения. Задачи эти решаются с помощью комплекса методов, основным из которых являются геофизические методы исследования скважин. [3] В основу расчленения продуктивной части разреза пласта положено выделение слоев различного литологического состава, установление последовательности их залегания и, в конечном итоге, выделение коллекторов и непроницаемых разделов между ними. [4]

Глинистые породы (аргиллиты) представлены обломочными осадочными породами с размерами частиц менее 0,01 мм. Глина - это вторичный продукт земной коры, осадочная тонкозернистая горная порода, образовавшаяся при разрушении скальных пород.

Основным источником глинистых пород служит полевой шпат, при распаде которого под воздействием атмосферных явлений образуются каолинит и другие гидраты алюминиевых силикатов. Некоторые глины осадочного происхождения образуются в процессе местного накопления упомянутых минералов, но большинство из них представляют собой наносы водных потоков, выпавшие на дно озёр и морей.

В составе глин часто присутствуют песчаные и карбонатные примеси. Различают несколько разновидностей глины, каждая из которых имеет свое применение, с числом пластичности от 0,17 до 0,27 называют лёгкой, свыше 0,27 - тяжёлой. Цвет глин зависит от примесей минералов-хромофоров или органических соединений, бывает серым, белым и др.

На диаграммах ГИС глинистые породы уверенно выделяются по комплексу признаков: высокие значения метода естественной радиоактивности ГК; низкие показания нейтронных методов НГК или ННК-т; низкие значения удельного сопротивления и др.

Песчаники (частицы от 0,1 до 1 мм), являющиеся поровыми коллекторами, выделяются в терригенном разрезе по наибольшему отклонению кривой метода ПС от линии глин и минимальной гамма-активности на кривой ГК. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают крупнозернистые песчаники с преобладанием частиц от 0,5 до 1 мм. Для среднезернистых и мелкозернистых песчаников (частицы соответственно 0,1-0,25 мм и 0,25-0,5 мм) с уменьшением зерен коллекторские свойства пород ухудшаются. [5]

Алевролиты, как промежуточная по размеру частиц фракция между аргиллитами и песчаниками (от 0,01 до 0,1 мм), характеризуются и промежуточными показаниями геофизических методов. Для их пористых разностей повышенные показания метода ГК.

Карбонатные породы (известняки и доломиты) в основном различаются по типу пустотного пространства и емкостным характеристикам. В карбонатном разрезе информативны нейтронные и акустические методы. Карбонаты характеризуются широким диапазоном изменения удельных сопротивлений, низкими значениями естественной радиоактивности, высокими значениями нейтронных методов (возрастающими с увеличением плотности породы), зависимостью величины диаметра скважины от структуры пустотного пространства (в плотных разностях $d_c=d_h$, в карстовых полостях $d_c>>d_h$, в карбонатах с трещинным пустотным пространством $d_c>d_h$, с межзерновой пористостью $d_c<d_h$). [6]

Гидрохимические осадки (ангидриты, соли) характеризуются высокими значениями удельного сопротивления, минимальными значениями метода ГК, максимальными показаниями нейтронных методов, номинальными значениями d_c. От полноты комплекса ГИС, обоснованности его выбора для конкретных условий, освещенности разреза керном зависит степень детальности расчленения разреза скважины

1.2. Механические и тепловые свойства горных пород

Механические и тепловые свойства горных пород определяются составляющих их материалом и отражают поведение внешних сил или энергетических изменений. [7]

1.2.1. Механические свойства горных пород

Деформация горных пород происходит в результате возникновения напряжений σ под действием внешних сил, определяемой отношением силы F к площади сечения S, т.е.

$$\sigma = F/S. \qquad (1.1)$$

Упругая деформация происходит в области действия закона Гука, т.е. пропорциональна напряжению и прочности породы, характеризуемая модулем Юнга

$$\varepsilon = \Delta L/L. \qquad (1.2)$$

Необратимой (пластической) деформацией является такая деформация, в результате которой происходит переупоковка зерен породообразующих материалов из-за необратимой потери связи между ними. В области действия закона Гука деформацию горных пород принято выражать коэффициентом сжимаемости, т.е. относительным изменением зерен породообразующих минералов и породы (скелета) в общем ($\beta_{сп}$). При деформационных изменениях зерен и скелета меняется объем пустот (пор, каверн и трещин).

Упругий запас залежи - это деформационные изменения горных пород, возникающие под действием изменения давлений, определяющие долю продукции, которую можно извлечь из пласта при снижении давления только за счет объемных изменений системы.

1.2.2. Тепловые свойства горных пород

Тепловые свойства горных пород характеризуются удельной теплоёмкостью, коэффициентом температуропроводности и коэффициентом теплопроводности. [8]

Удельная (массовая) теплоёмкость характеризуется количеством теплоты, необходимым для нагрева единицы массы породы на 1 °С

$$c = dQ/MdT. \qquad (1.3)$$

Коэффициент теплопроводности (удельного теплового сопротивления) λ характеризует количество теплоты dQ, переносимой в породе через единицу площади S в единицу времени t при градиенте температуры dT/dx

$$dQ = \lambda(dT/dx)Sdt. \qquad (1.4)$$

Средние значения теплопроводности горных пород $\lambda_{п\ ср}$ представлены в табл. 1.1.

Таблица 1.1 - Среднее значение теплопроводности горных пород $\lambda_{п\ ср}$ для различных глубин

Глубина скважины, $H_{скв}$, м	0	1000	2000	3000	4000
$\lambda_{п\ ср}$, ккал/(м×ч×град)	1	2	2,3	2,5	2,625

Взаимосвязь тепловых свойств горных пород выражается соотношением

$$a = \lambda/c \times \rho, \qquad (1.5)$$

где а-коэффициент температуропроводности, $м^2/с$; λ-коэффициент теплопроводности, Вт/(м×К); с-удельная теплоёмкость, Дж/(м×К); ρ-плотность породы, $кг/м^3$.

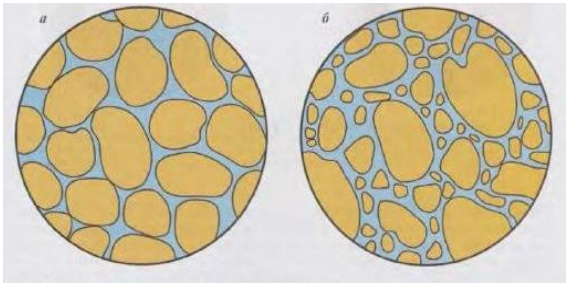
Коэффициент температуропроводности (а) характеризует скорость прогрева пород (или скорость распространения изотермических границ). Коэффициенты линейного (a_L) и объёмного (a_V) расширения характеризуют изменение размеров породы при нагревании

$$a_L = dL/dTL; \quad a_V = dV/dTV. \qquad (1.6) \text{ и } (1.7)$$

где L-длина тела, V-объём тела.

Теплоёмкость пород зависит от минералогического состава и не зависит от строения и структуры минералов. Удельная теплоёмкость увеличивается с уменьшением плотности породы и растёт с увеличение температуры и влажности в пределах 0,4 - 2,0 кДж/(кг×К). Теплопроводность и температуропроводность пород по сравнению с металлами очень низки. Поэтому для прогрева призабойных зон требуется большая мощность. Теплопроводность вдоль напластования выше, чем поперёк на 10 - 50 %. Коэффициенты линейного и объёмного расширения изменяются в зависимости от плотности породы.

1.3. Емкостно-фильтрационные свойства горных пород



Для решения различных задач разработки месторождения необходимо знание емкостно-фильтрационных свойств горных пород. Свойства эти определяются, в основном, материалом пород и свойствами насыщающих его флюидов. Наиболее важными из них являются открытая пористость $к_{по}$ и абсолютная проницаемость $lgк_{пр}$. [9, 10]

Пористость – это объем сообщающихся пор в единице объема породы или отношение объема сообщающихся пор образца породы к внешнему объему образца. Она отражает емкостные свойства горной породы и измеряется в долях единиц или в процентах

$$m_П = v_{пор}/v_0; \qquad (1.8)$$

$$m_П = 100v_{пор}/v_0, \%, \qquad (1.9)$$

где $v_{пор}$ и v_0-суммарный и видимый объем пор в образце.

Пористость изменяется в широких пределах от долей (трещинные) до 40 - 50 % (пески и глины) и зависит от ряда факторов: формы зерен и частиц, образующих породу, от их размеров и взаимного расположения, наличия или отсутствия цементирующего материала. Более низкий коэффициент пористости характерен для пород, сложенных из зерен различных по форме и размеру, так как поры, образованные крупными зернами, оказываются заполненные мелкими зернами.

Коллекторские свойства горной породы определяются размерами поровых каналов (крупные - сверхкапиллярные - более 0,5 мм; капиллярные - с диаметром от 0,0002 до 0,5 мм; субкапиллярные - с диаметром меньше 0,0002 мм, движение жидкости в которых не происходит из-за преобладающих удерживающих молекулярных сил). Глины обладают высокой пористостью, но непроницаемы, так как имеют в основном субкапиллярные поровые каналы, а песчаники и пески – имеют более крупные каналы и поэтому характеризуются высокой проницаемостью. Свойства пор горных пород приведены в табл. 1.2.

Таблица 1.2 - Размеры и свойства пор горных пород

Диаметр пор		Раскрытость трещин	Свойства флюидов
Мегапоры (полости), от см до м^3		Сверхкапиллярные>0,25 мм	Нефть и вода движутся в соответ. с законами гравитации
Макропоры >0,1 мм			
Микропоры <0,1 мм	Капиллярные– 0,1 мм	Капиллярные 0,25–0,001 мм	Действуют преимущественно капиллярные силы
	Субкапиллярные<0,002 мм	Субкапиллярные<0,001 мм	Движение практич. невозмож.

Различают следующие вида пористости:

1. **Общая** (полная, абсолютная или физическая) пористость – объем всех пустот, включая поры, каверны, трещины, связанные и не связанные между собой.

2. **Открытая** пористость – объем только сообщающихся между собой пор. В песках общая пористость близка к открытой. В песчаниках и алевролитах в результате цементации каналов некоторые поры оказываются изолированными.

3. **Эффективная** пористость - это объем пор системы, способный вместить нефть и газ за вычетом остаточной воды.

4. **Динамическая** пористость – суммарный объем пор, по которым происходит движение нефти (газа) в пласте, которая по Ф.И. Котяхову определяется из выражения

$$к_{пд} = к_{по}(1 - к_{ов} - к_{он}). \qquad (1.10.1)$$

открытая пористость определяется из выражения

$$к_{по} = к_{пд} + к_{по}к_{он} + к_{по}к_{ов}, \qquad (1.10.2)$$

где $к_{по}$-коэффициент открытой пористости, доли ед.; $к_{ов}$-коэффициент остаточной водонасыщенности, доли ед.; $к_{он}$-коэффициент остаточной нефтенасыщенности, доли ед.

Запасы балансовые $Q_б$ и извлекаемые $Q_и$ определяются объемными методами

$$Q_б = Fh_{эф}к_{по}к_{н}\beta_{нпл}; \qquad (1.11)$$

$$Q_и = Fh_{эф}к_{по}к_{н}\beta_{нпл}\eta, \qquad (1.12)$$

где F-площадь продуктивного пласта, м^2; $h_{эф}$-средневзвешенная эффективная мощность пласта, м; $к_{по}$-коэффициент открытой пористости, доли единиц; $к_{н}$-коэффициент нефтенасыщенности, доли единиц; $\rho_{н}$-плотность дегазированной нефти в стандартных условиях, кг/м^3; $\beta_{н\ пл}$-пересчетный коэффициент перевода нефти из пластовых условий в поверхностные (обратная величина $в_{н\ пл}$-объемного коэффициента газонасыщенной нефти в пластовых условиях), доли единиц; η-коэффициент нефтеотдачи, доли ед.

В процессе разработки месторождения при вытеснении нефти водой часть ее остается в породе, занимая некоторый объем порового пространства коллектора. Эта часть характеризуется коэффициентом остаточной нефтенасыщенности $к_{он}$. Объем вытесненной нефти соответствует объему породы, определяющему извлекаемые запасы нефти при заданных режимах вытеснения. Этот объем соответствует динамической пористости.

Проницаемость – это параметр пласта, характеризующий способность породы пропускать через систему сообщающихся пор жидкость, газ или их смеси при наличии перепада давлений, количественно характеризует фильтрационные свойства коллектора.

Абсолютно непроницаемых пород не бывает, однако в природе встречаются пласты, для которых при существующих небольших перепадах давлений проницаемость оказывается очень малой, и эти пласты считаются практически непроницаемыми (глины, сланцы).

Скорость фильтрации жидкости через пористую среду описал А. Дарси (1856 г.)

$$\Delta Q/\Delta F = k_{пр}\Delta P/\mu_{ж}\Delta L, \qquad (1.13)$$

где $\Delta Q/\Delta F$-скорость линейной фильтрации; $k_{пр}$-коэффициент проницаемости; $\mu_{ж}$-динамическая вязкость жидкости; $\Delta P/\Delta L$-градиент давления на участке фильтрации.

В выражении (1.13) проницаемость $k_{пр}$ выступает как коэффициент пропорциональности. В системе СИ проницаемость имеет размерность $м^3$. Если выражение (1.13) решить относительно $k_{пр}$, то станет очевидным, что коэффициент проницаемости через вязкость характеризует свойства не только пористой среды, но и насыщающего ее флюида

$$k_{пр} = \mu_{ж}\Delta L\Delta Q_{ж}/\Delta P\Delta F, м^3. \qquad (1.14)$$

При прочих равных условиях, с увеличением вязкости скорость линейной фильтрации ($\Delta Q_{ж}/\Delta F$) уменьшается, а проницаемость возрастает. Поскольку в процессе разработки месторождения вязкость нефти может изменяться, то и величина проницаемости может изменяться. Поэтому при оценке коллектора пользуются абсолютной проницаемостью.

Абсолютная проницаемость - газопроницаемость предварительно экстрагированного и высушенного до постоянства массы образца, через который пропускают газ (N_2, воздух).

Взаимозависимость проницаемости и пористости. Прямой зависимости между проницаемостью и пористостью горных пород не существует. Проницаемость пористой среды зависит преимущественно от размера поровых каналов, из которых слагается поровое пространство. Трещиноватые известняки, имеющие малую пористость, часто обладают большой проницаемостью и, наоборот, глины, иногда характеризующиеся высокой пористостью, практически непроницаемы для жидкостей и газов, так как их поровое пространство слагается каналами субкапиллярного размера. Однако среднестатистические данные указывают, что породы с большей проницаемостью часто более пористые.

Зависимость проницаемости от размера пор можно получить, применив законы Дарси и Пуазейля к пористой среде, представив ее в виде системы трубок одинакового сечения. По закону Пуазейля расход Q жидкости через такую пористую среду составит

$$Q = \frac{n\pi r^2 F \Delta P}{8\mu_ж L}, \qquad (1.15)$$

где n-число пор на единицу площади фильтрации; r-радиус порового канала; F-площадь фильтрации; ΔP-перепад давления; L-длина порового канала; $\mu_ж$-вязкость жидкости.

Коэффициент пористости среды, через которую проходит фильтрация, равен

$$m = \frac{V_{пор}}{V_{образца}} = \frac{n\pi r^2 L}{FL} = n\pi r^2. \qquad (1.16)$$

Подставляя в формулу (1.6), вместо $n\pi r^2$, значение пористости m, получим

$$Q = F\frac{nr^2 \Delta P}{8\mu_ж L}. \qquad (1.17)$$

Сравнивая полученное уравнение (1.17) с уравнением Дарси ($Q=k\times F\times \Delta P/(\mu_ж\times L)$) и приравняв правые части этих уравнений, сократив подобные параметры, получим выражение для искомой взаимосвязи проницаемости, пористости и радиуса порового канала:

$$к_{пр} = \frac{m \times r^2}{8}. \qquad (1.18)$$

Выражение (1.18) используется и для оценки радиуса (размера) порового канала:

$$r = \sqrt{\frac{8 \times к_{пр}}{m}}. \qquad (1.19)$$

Уравнения (1.18 – 1.19) справедливы только для однородной пористой среды.

Фазовая проницаемость (phase permiability) - проницаемость породы для одной из фаз, движущейся в порах двухфазной или многофазной системы. Фазовая проницаемость зависит от физических свойств породы, физико-химических свойств жидкостей и газа, а также от степени насыщенности пустотного пространства каждой из фаз. Наличие нескольких фаз в пористой среде снижает фильтрацию исследуемой фазы. [11]

Экспериментально установлено, что от объёмного насыщения порового пространства различными фазами в пласте возможно одно-, двух- и трёхфазное движение.

Так как *поры горных пород* имеют различные размеры и формы, то перенос веществ в них происходит всеми способами одновременно, что затрудняет количественное описание процесса. Области распространения потоков показаны на рис. 1.1.

Вершины треугольника соответствуют 100 % насыщению породы одной из фаз; стороны, противолежащие вершинам, – нулевому насыщению породы этой фазой. Кривые на диаграмме ограничивают возможные области одно-, двух-, и трёхфазного потока.

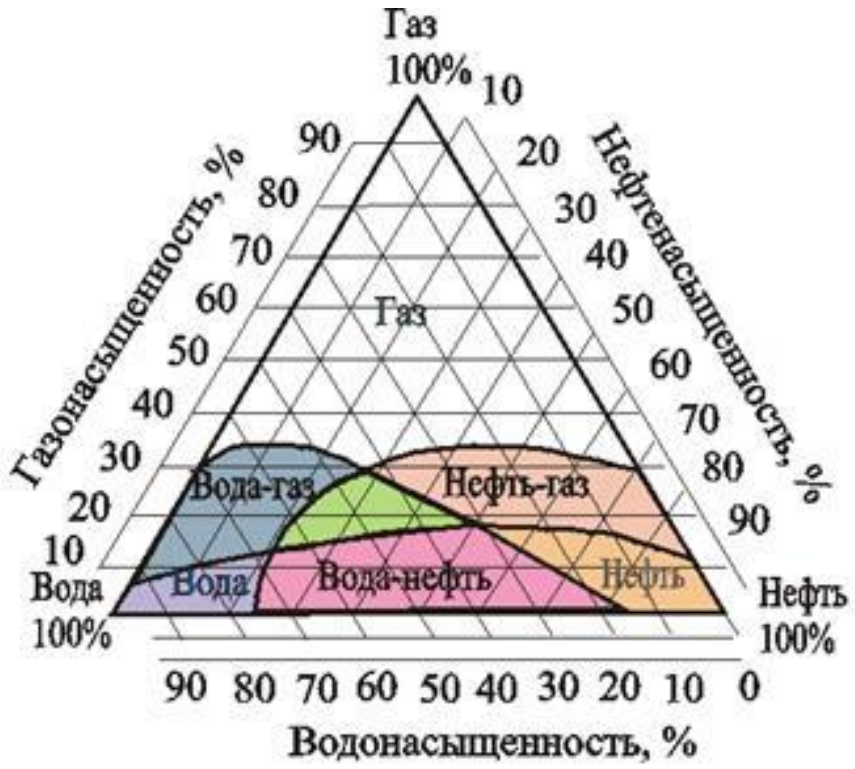


Рисунок 1.1 - Области распространения одно-, двух- и трёхфазного потоков: (1 – 5 % воды; 2 – 5 % нефти; 3 – 5 % газа)

Координаты в любой точке треугольника показывают различную насыщенность керна каждой из 3-х фаз. Условия одновременной фильтрации в области трехфазного потока значительно ниже условия двухфазного потока.

В начальный период эксплуатации нефтяной залежи, когда скважина фонтанирует чистой нефтью, фазовая проницаемость коллектора по нефти максимальная.

Выше изложенная информация справедливо для пород с первичной, или зерновой, пористости. У трещиноватых пород трещинная проницаемость может достигать высоких значений при ничтожной межзерновой проницаемости. Поэтому увеличение естественных или образование исскуственных трещин в продуктивном пласте высокоэффективно.

По значению проницаемости продуктивные пласты делятся на следующие:

- низкопроницаемые (от 0 до 100 мД);
- среднепроницаемые (от 100 мД до 500 мД);
- высокопроницаемые (более 500 мД).

Граничные значения свойств коллекторов

Некоторые исследователи под коллектором понимают нефтенасыщенную породу с фазовой проницаемостью больше нуля. Практика показала, что породы-коллекторы, содержащие физически подвижную нефть, при существующей технологии разработки способны ее отдавать или не отдавать. В связи с этим при реальной технологии разработки возникает необходимость делить коллекторы на отдающие и не отдающие нефть.

Граничные значения свойств пород, разделяющих эти две группы коллекторов, предлагается считать кондиционными. Коллектор, значения свойств которого ниже кондиционных, хотя и содержит подвижную нефть, но при известной технологии разработки отдавать ее не будет, в связи с чем его предложено называть непродуктивным. Коллектор, содержащий нефть с геолого-физическими параметрами в пределах между кондиционными и непродуктивными, которая при изменении технологии разработки, возможно, будет извлечена, содержит балансовые запасы, условно называемые подвижными. [12]

Подвижные запасы характеризуют то количество нефти, которое, в данных условиях, можно извлечь из пласта, и определяют по формуле

$$Q = Fh_{эф}\rho_{н}k_{пд}, \qquad (1.20)$$

где $k_{пд}$-коэффициент динамической пористости, доли ед., определяют по формуле

$$k_{пд} = aP_{к} + d, \qquad (1.21)$$

где a-характеризует скорость изменения фильтрационной характеристики коллектора в зависимости от скорости изменения емкостной характеристики; d-свободный член, при проницаемости коллектора 1 мД, $d=k_{пд}$.

Рекомендуется руководствоваться следующими определениями запасов нефти:

Извлекаемые запасы-это которые можно извлечь согласно проектам разработки, при использовании современной техники и технологии в условиях производства.

Остаточные запасы-это запасы, остающиеся в пласте по завершении проектной разработки месторождения при полном и рациональном использовании современной техники и технологий, добыча которых в действующих экономических условиях не рентабельна. Часть из них может быть извлечена в новых условий производства.

Вероятно (потенциально) извлекаемые запасы - это промышленные динамические запасы, составляющие часть остаточных запасов, разработка которых на данном этапе технически и технологически невозможна.

Условно извлекаемые запасы - это защемленные, не способные к фильтрации или приуроченные к обводнившейся части пласта, составляющие часть остаточных запасов, извлечение которых возможна при механическом или физико-хим. воздействии на пласт.

Неизвлекаемые запасы - это часть остаточных запасов, разработка которых на достигнутом уровне развития технически и технологически извлечь невозможно.

1.4. Особенности строения продуктивных отложений

В основу разработки нефтегазовых месторождений положено изучение процессов фильтрации в горных породах жидких и газообразных сред. Процессы эти происходят по сообщающимся порам за счет проницаемости породы и при наличии перепада давлений.

Поэтому все характеристики пористой среды относят поровому пространству, представляющему собой природный резервуар, который называется (И.О. Брод, 1951 г.) естественное вместилище нефти, газа и воды, внутри которого они могут циркулировать, и их форма обусловлена соотношением коллектора с вмещающим в него породами.

Выделяются три основных типа природных резервуаров: [13]

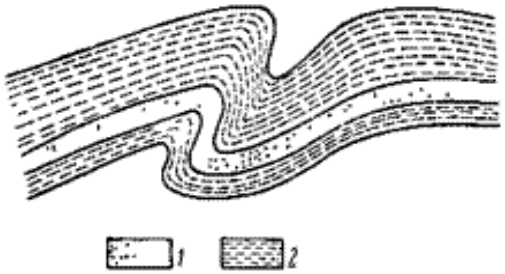


Рисунок 1.2 – Пластовый резервуар (коллектор (1) с вмещающими его плохо проницаемыми породами (2))

- ***пластовый резервуар*** представляет собой коллектор, имеющий широкое площадное распространение и ограниченный в кровле и подошве плохо проницаемыми породами. Это хорошо выдержанные по площади и мощности однородные коллектора или несколько прослоев, сообщающиеся и подверженные резким литолого-фациальным замещениям (рис. 1.2);
- ***массивный резервуар*** представляет собой мощную толщу проницаемых пород единой гидродинамической системы, перекрытую непроницаемой покрышкой (рис. 1.3).;

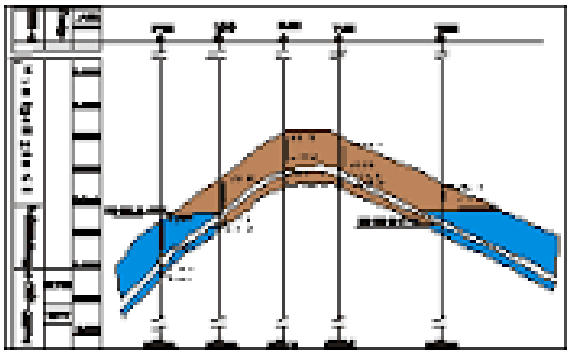


Рисунок 1.3 – Массивный резервуар

- ***литологически ограниченный со всех сторон резервуар*** представляет собой коллектор, перекрытый со всех сторон непроницаемой покрышкой (рис. 1.4).

Промыслово-геологические исследования залежей являются таким процессом интерпретации результатов наблюдений в скважинах, когда на основе теоретических геологических представлений, а также представлений, выработанных смежными науками, осуществляется построение (реальное или мысленное) некоторой системы, которая воспроизводит структуру изучаемой залежи и представляет ее модель. Такое построение создается, чтобы отобразить особенности и свойства объекта.

Рисунок 1.4 – Резервуар, ограниченный со всех, перекрытый со всех сторон непроницаемой покрышкой

Решение вопросов моделирования строения и формирования месторождений УВ и минимизации рисков их освоения является актуальной задачей для достижения достоверных моделей резервуаров сложного и особо сложного строения на разных этапах)их изученности.

При этом наиболее сложные и проблемные геологические модели присущи тем объектам, которые осложнены дизъюнктивной тектоникой, наличием блоковой структуры, разнообразием литолого-фациального состава пород, неоднородностью коллекторов и покрышек.

Однако еще в недостаточной мере осознан, изучен и использован практикующими геологами при планировании геологоразведочных работ (ГРР), подсчете запасов и проектировании разработки месторождений нефти и газа накопленный во всем мире фактический материал, прямо или косвенно указывающий на масштабное проявление в нефтегазоносных бассейнах тектонической и литолого-фациальной неоднородности пород и других признаков сложного строения месторождений. Отсюда изучение состава и свойств пород, создание достоверных цифровых моделей месторождений на основе комплексного структурного, геолого-геофизического и литолого- фациального анализа следует рассматривать как важнейшую задачу, решение которой напрямую связано с надежностью и достоверностью трехмерных геологических моделей природных объектов, с совершенствованием ГРР на всех этапах поисков, разведки и разработки залежей УВ.

Важным элементом построения модели реального геологического пространства является проведение геологических границ – это любая поверхность, проведенная в геологическом пространстве в результате процедуры выделения ее по свойствам: литологическим, геофизическим, биостратиграфическим и т.д.

При всем многообразии строения продуктивных отложений, среди них по примерно равной значимости выделяют терригенные и карбонатные коллектора, и в зависимости от типа оценивают характер возможных осложнении при тех или иных способах извлечения продукции, степень приемлемости к ним тех или иных методов воздействия на пласт и призабойную зону скважин, и др. Поэтому даже укрупненное рассмотрение особенностей строения этих коллекторов представляет практический интерес.

1.4.1. Особенности строения продуктивных отложений, сложенных коллекторами терригенного типа

Терригенные отложения представлены глинами с прослоями известковистых, в различной степени уплотненных песчано-алевролитовых образований. Цемент коллекторов преимущественно известковистый и глинистый. Тип цементации: поровый, контактный, реже базальтовый. Петрографо-минералогические особенности определяют изменчивость коллекторских свойств. Терригенные отложения характеризуются проницаемостью от долей ед. мД, до нескольких ед. мД, при средней пористости 20 %, максимальной - до 36 %. Для некоторых терригенных коллекторов на глубинах более 6 тыс. м нижний предел промышленной ценности ФЕС составляет по открытой пористость 6,4 % и проницаемости 2-3 мД, так как основную роль играет трещиноватая пористость. [14, 15, 16]

Подсолевые палеозойские отложения Прикаспийской впадины на глубинах 4,8 – 6,0 тыс. м представлены в основном терригенными отложениями разнозернистых песчаников, гравелитов и конгломератов с цементом до 30 %.

Открытая пористость пород даже на значительных глубинах достигает 13 % (в среднем 7-9 %), межзерновая проницаемость не превышает 0,5-0,7 мД, а трещинная достигает 20-22 мД. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают средне- и мелкозернистые песчаники с цементом до 15-20 %.

В терригенных коллекторах нефти и газа между пористостью ($к_{по}$) и проницаемостью ($к_{пр}$) существует корреляционная зависимость, согласно которой с возрастанием пористости возрастает и проницаемость. Однако теснота этой связи слабая (коэффициент корреляции не превышает 0,6). Более тесная связь наблюдается между $к_{по}$ и $lgк_{пр}$ (коэффициент корреляции $к_к$ достигает 0,73). Практическое применение указанных зависимостей целесообразно при установлении кондиционных значений пористости или проницаемости. Использование же этих зависимостей для определения значений пористости по проницаемости и наоборот не целесообразно в связи с существенными ошибками конечных результатов. Объясняется это тем, что образцы пород с одинаковыми значениями $к_{пр}$, но различными $к_{по}$ и наоборот, различаются величинами нефтенасыщенности, содержания связанной воды, коэффициентом вытеснения. На практике нередко, когда из пород, по граничным значениям проницаемости, отнесенных к неколлекторам, получают промышленные притоки нефти, а по граничным значениям пористости, отнесенных к коллекторам, притоков не получают. Таким образом, в существующих методах обоснования границ продуктивных коллекторов необходимо использовать такую характеристику породы, которая отражала бы ее фильтрационные и емкостные свойства и была бы тесно связана с геофизическими параметрами, удельным коэффициентом продуктивности, остаточной водонасыщенностью, коэффициентом вытеснения и т.п. В качестве такой характеристики породы предлагается использовать величину $к_к=к_{по}lgк_{пр}$.

1.4.2. Особенности строения продуктивных отложений, сложенных коллекторами карбонатного типа

Во многих нефтяных провинциях мира (Мексике, Канаде, Среднем и Ближнем Востоке и др.) почти все основные разведанные запасы нефти приурочены к месторождениям с карбонатными коллекторами (доломитами, известняками и др.). Добыча УВ из залежей с карбонатными коллекторами составляет более половины общей добычи и имеет тенденцию к увеличению. Карбонатные коллектора отличаются исключительно сложным строением ФЕС и спецификой взаимосвязи содержащихся в них флюидов с коллектором.

Коллектор карбонатный – это разнообразный и широкий тип нефтеносных пластов, которые содержат высокую долю общеизвестных сегодня запасов нефти от 30 до 50%.

Подобные коллекторы отличаются улучшенными емкостными и фильтрационными свойствами при воздействии на них искусственными методами.

Карбонатным породам свойственно, наряду с трещинами и кавернами, наличие блоков, лишенных пор. Все многообразие карбонатных коллекторов по ФЕС подразделяют на типы: поровые (зернистые), порово-трещинные, трещинно-поровые и каверновые. [6, 11]

Карбонатные коллекторы порового типа характеризуются:

- ✓ открытой пористостью в широких пределах от 6,5 до 35 %;
- ✓ абсолютной проницаемостью от 1×10^{-3} до 1000×10^{-3} мкм^2 и более (наблюдается относительная изотропность свойств в отношении проницаемости);
- ✓ количеством связанной воды - 5-70 %;
- ✓ между основными оценочными параметрами: пористостью, проницаемостью и водонасыщенностью существование корреляционной связи.

Карбонатные коллектора трещинного типа характеризуются:

- ✓ незначительной абсолютной проницаемостью от ед. до десятков миллидарси;
- ✓ отсутствием связанной воды в трещинах и изолированных кавернах и почти полная насыщенность пор матрицы (при низкопористой матрице вода не влияет на УВ);
- ✓ низкой емкостью трещин до 2-3 %; увеличение пористости за счет развития каверн.

Отличие порово-трещинных и трещинно-поровых коллекторов состоит в соответствующем преобладающем и подчиненном значении пор и трещин в строении ФЕС.

Если карбонатные коллекторы порового типа по своим ФЕС в какой-то мере приближаются к терригенным (глянулярным) коллекторам и могут быть отдаленно сопоставлены с последними, то другие типы карбонатных коллекторов (трещинные, порово-трещинно-каверновые и т.д.), так называемые «сложнопостроенные коллектора», по своему строению и поведению при разработке принципиально отличаются от терригенных.

В образовании карбонатных коллекторов, в отличие от терригенных, решающим является не механизм уплотнения осадка в процессе образования, а вторичные процессы растворения, выщелачивания, перекристаллизации и трещинообразования в постседиментационный период. Таким образом, карбонатные коллекторы нефти и газа по всем геолого-физическим показателям ***уступают*** терригенным (гранулярным) коллекторам.

Поэтому разведка месторождений с карбонатными коллекторами объективно более продолжительна, чем для месторождений с терригенными коллекторами, и требует больших капитальных затрат при подсчете запасов, составлении проектных документов и др.

1.5. Стадии геолого-разведочных работ (ГРР)

Поиск УВ - процесс многостадийный, основными задачами которого являются: 1- оконтурить в пределах провинции возможные области УВ; 2 - осуществить количественный прогноз нефтегазоносности этих территорий; 3 - выявить возможные зоны нефтегазонакопления; 4 - выявить в пределах областей новых, более погруженных нефтегазоносных комплексов; 5 - выявить новые залежи в пределах разрабатываемых месторождений. [16]

Основы поиска и разведки горючих ископаемых

Все геолого-разведочные работы (ГРР) подразделяются на три этапа: региональный, поисковый и разведочный, с выделением в них соответствующих стадий. [17]

Региональный этап подразделяется на две стадии: прогноз нефтегазоносности и оценки зон нефтегазонакопления. На данном этапе проводится обширный комплекс сейсморазведочных, геологических, геофизических, геохимических, гидрогеологических и буровых работ. Геологические работы включают в себя региональные и полудетальные геолого-съемочные и структурно-геоморфологические съемки в масштабе 1:100000 и 1:500000, комплексируются с геохимическими и гидрогеологическими исследованиями.

Первая стадия - ориентирована на решение поисковых работ – выявление перспективных на нефть и газ объектов и подготовка их к бурению.

Эффективность работ на этой стадии во многом зависит от результатов ранее выполненных региональных исследований. На этой стадии проводится комплекс геологических, геофизических, геохимических, гидрогеологических и буровых работ, включающих:

- ✓ поиски и прослеживания зон стратиграфических несогласий, тектонических нарушений, зон фациальных замещений;
- ✓ детализацию локальных поднятий или неструктурных ловушек с целью постановки поискового бурения.

Эти задачи решаются комплексом геофизических методов исследований.

Вторая стадия - оценка зон нефтегазонакопления предусматривает использование геохимические исследования: газовая съемка по свободному газу и газокерновая съемка. На этой стадии проводится структурное и, в отдельных случаях, параметрическое бурение, составляются карты перспектив нефтегазоносности с выделением первоочередных районов поисково-разведочных работ. Вторая стадия связана с открытием новых место скоплений УВ или новых залежей в пределах открытых мест скоплений. Указанные задачи решаются бурением и опробованием поисковых скважин, закладываемых на перспективных объектах, подготовленных на предыдущей стадии работ.

Первую поисковую скважину рекомендуется закладывать на технически доступную глубину с целью выявления залежей по всему вскрытому разрезу. Основные геологические задачи на данной стадии: плановый отбор керна, шлама и проведение комплекса промыслово-геофизических исследований; опробование перспективных горизонтов в процессе бурения с применением испытателей и опробователей пластов. Заканчивается эта стадия подсчетом запасов по C_2 и частично C_1, на основе чего делается заключение о геолого-экономической оценке месторождения (залежи) и целесообразности дальнейших разведочных работ.

Разведочный этап подразделяется на две стадии:

- ✓ оценка месторождения или залежей УВ;
- ✓ подготовка месторождения или залежей УВ к разработке.

Оценка обнаруженных залежей и место скоплений УВ производится в том случае, если поисковым бурением доказана промышленная значимость и экономичная целесообразность их разработки. Поскольку основными затратами является бурение скважин, то оконтуривание залежей и оценка их по промышленным категориям минимальным количеством скважин является главной задачей. Их решение представлено двумя категориями:

- ✓ разведка площади месторождения в целом с охватом всех залежей УВ;
- ✓ разведка отдельных залежей.

Количество разведочных скважин зависит от размеров залежей УВ, фазовой составляющей – газовая или газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой, от фациальной изменчивости пласта. Опережающие эксплуатационные скважины закладываются, как правило, для подготовки к разработке нефтяных залежей, но могут быть использованы для вскрытия отложений ниже базисного горизонта и выявления верхних залежей, пропущенных на поисковом этапе. Ускорение разведки крупных скоплений УВ производится заложением опережающих эксплуатационных скважин по редкой сети, позволяющим получить данные для подсчета запасов УВ, обоснования проекта разработки, последующей их доразведки.

Подготовка месторождения или залежей УВ к разработке включает испытание пластов в законченных бурением опережающих эксплуатационных скважинах и газогидродинамическими расчетами, по результатам которых определяют: основные емкостные свойства коллекторов, достаточно полно характеризующие пласты, как по разрезу, так и по площади; выявляют гидрогеологические условия и возможное влияние гидродинамической системы на режим разработки залежи; положение контактов и контуров залежи; наличие или отсутствие в газовых и газоконденсатных залежах нефтяной оторочки, при наличии которой определяют условия ее эксплуатации; проводят полноценное опробование и исследование скважин для получения основных параметров залежи, состав УВ и др.

1.5.1. Принципы выбора систем разведки структур нефти и газа

Многие нефтегазоносные структуры, как правило, многопластовые, разведка которых производится в основном по двум системам: сверху вниз и снизу вверх.

Система разведки сверху вниз предусматривает разведку каждого нижележащего горизонта в многопластовом месторождении после разведки вышележащего. Такая система разведки может быть обусловлена техническими причинами (отсутствием буровых станков, способных производить глубокое бурение) или потребностью страны в УВ.

Система разведки снизу вверх предусматривает вскрытие нижних перспективных горизонтов, технически доступных современным бурением. Эта система предусматривает последовательную разведку каждого вышележащего горизонта после нижележащего. При этом нижний горизонт, с которого начинается разведка данного этапа, называется базисным. Такая система обеспечивает быструю разведку и минимум затрат.

Разведку выявленных продуктивных горизонтов, приуроченных к отдельным крупным стратиграфическим подразделениям, иногда целесообразно вести с выделением отдельных этажей разведки самостоятельной сеткой скважин. При этом следует группировать горизонты так, чтобы базисным был наиболее крупный по площади и запасам.

Если в разрезе несколько мощных продуктивных горизонта расположены по вертикали на значительном расстоянии друг от друга, то выделяют несколько этажей разведки.

В отдельных местах скопления УВ применяют комбинированную систему разведки, т.е. выделяют базисный объект разведки и несколько этажей разведки.

Основные принципы размещения скважин при разведке залежей УВ

Стадия разведки начинается после завершения поискового этапа. При проектировании размещения разведочных скважин определяют минимальное их количество, достаточного для подсчета запасов УВ и подготовки залежей к разработке. Практикуются три системы размещения скважин: треугольная, кольцевая и профильная.

Треугольная система широко применялась в прошлом, предусматривает заложение новой скважины в вершине равностороннего треугольника, два других угла составляют продуктивные скважины. Достоинства - равномерность освещения разведываемой залежи, недостатком - зависимость от результатов в соседней скважине, затягивая разведку.

Кольцевая система использовалась при разведке широких и полных структур. Для объектов с литологической неоднородностью и колебанием мощностей такая система требует большого числа скважин, поскольку многие из них могут оказаться за контуром.

Профильная система размещения скважин - наиболее рациональна при разведке залежей литологического и стратиграфического типов в крест простирания зон выклинивания продуктивных пластов; удобна при сейсмогеологическом моделировании.

При размещении скважин на профилях следует учитывать углы падения пластов. Расстояние между скважинами должны устанавливаться в зависимости от размеров структуры, типа и ширины залежи, продуктивной мощности, литологической однородности.

В связи с отсутствием достаточных данных, характеризующих параметры пласта, предусматривается двухстадийное проектирование: вначале составление технологической схемы разработки, а затем проекта разработки. Технологическая схема составляется на основании разведочных скважин, по которым подсчитаны запасы УВ.

Проект разработки составляется по дополнительным скважинам, пробуренным в контуре нефтеносности. Поэтому на начальной стадии для детализации строения крупных залежей УВ необходимо бурение опережающих скважин для подготовки их к разработке.

1.5.2. Номенклатура и назначение скважин при разведочных работах

Согласно «Временному положению …», на региональных и поисковых этапах скважины бурятся опорные, параметрические, структурные, поисковые, а на разведочном этапе – разведочные и опережающие эксплуатационные. [18]

Назначение разведочных скважин

Разведочные скважины имеют различное назначение: [19]

Опорные скважины предназначены для изучения и определения целесообразности проведения поисковых работ в пределах изучаемого геоструктурного элемента.

Параметрические скважины предназначены для изучения глубинного геологического строения, сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности, возможных зон нефтегазонакопления и выявления наиболее перспективных районов для детальных поисковых работ, для изучения геофизических параметров разреза, при проведении качественной и количественной интерпретации результатов геофизических исследований, строения и перспектив нефтегазоносности нижних структурных этажей.

Структурные скважины предназначены для подготовки площадей к поисковому бурению с целью детализации перспективных структур, прослеживания нарушений и т.д. Данное бурение выполняются в тех случаях, когда геофизические исследования (сейсморазведка, электроразведка и т.д.) не позволяют детализировать строение поисковых объектов.

Поисковые скважины предназначены для открытия мест оскопления УВ, закладывают на объектах, подготовленных геологическими и геофизическими методами, а также на месторождениях для поиска залежей на ниже или выше ранее открытых горизонтах. К поисковым скважинам относятся все скважины, заложенные на новой площади до получения первых промышленных притоков УВ, а также первые скважины, запланированные в обособленных тектонических блоках, литологических и стратиграфических зонах.

Разведочные скважины предназначены для оценки запасов по промышленным категориям и сбора необходимых данных для составления схемы разработки и бурятся на площадях с установленной нефтегазоносностью. Производится отбор керна в интервале продуктивных пластов, их опробование, пробная эксплуатация выявленных залежей.

Эксплуатационные скважины предназначены для опытно-промышленной эксплуатации, которая ведется разведочными или опережающими эксплуатационными скважинами на завершающих стадиях разведки залежей УВ. К эксплуатационным скважинам относятся также оценочные, нагнетательные и наблюдательные (контрольные, изометрические).

Оглавление

№№ Пп.	Наименование разделов	Стр.
	Введение	**11**
Глава 1	**Некоторые классические представления о строении горных пород и методах поиска залежей УВ**	**15**
1.1	Литология горных пород	16
1.2	Механические и тепловые свойства горных пород	18
1.2.1	Механические свойства горных пород	18
1.2.2	Тепловые свойства горных пород	18
1.3	Емкостно-фильтрационные свойства горных пород	19
1.4	Особенности строения продуктивных отложений	24
1.4.1	Особенности строения продуктивных отложений, сложенных коллекторами терригенного типа	26
1.4.2	Особенности строения продуктивных отложений, сложенных коллекторами карбонатного типа	27
1.5	Стадии геолого-разведочных работ (ГРР)	28
1.5.1	Принципы выбора систем разведки структур нефти и газа	30
1.5.2	Номенклатура и назначение скважин при разведочных работах	32
1.5.3	О некоторых достижениях в методах поиска УВ	33
1.6	Источники информации, используемые для обоснования методов интенсификации добычи нефти	35
1.6.1	Выбор методов интенсификации добычи нефти на скважинах месторождения на основе ГДИС	35
1.6.2	Цель гидродинамических исследований скважин и методы их проведения	36
1.6.3	Некоторые примеры практической реализации ГДИС	39
1.6.3.1	Основные способы представления результатов ГДИС	39
1.6.3.2	Исследование нагнетательных скважин методом КПД (с остановкой)	41
1.6.3.3	Трассерные (индикаторные) исследования (ТИ)	41
1.6.3.4	Методика трассерных исследований (ТИ)	43
1.6.3.5	Динамометрирование скважин, эксплуатирующихся УПШН	43
1.6.3.6	Методика оценки скин-эффекта в результате проведения ГРП	44
Глава 2	**Некоторые классические представления о свойствах и особенностях жидкостей, газов и их смесей**	**47**
2.1	Параметры, характеризующие флюиды, и способы их оценки	48
2.1.1	Свойства, характеризующие внешнее состояние жидкостей	50
2.1.2	Свойства, характеризующие внутреннее состояние жидкостей	53
2.1.3	Физико-химические свойства газов и расчетные методы определения	59
2.1.3.1	Свойства идеальных газов	60
2.1.3.2	Свойства реальных газов	62
2.1.4	Свойства газовых и газожидкостных смесей	65
Глава 3	**Некоторые классические представления о физико-химические свойства пластовых флюидов**	**69**
3.1	Краткая историческая информация о развитии научной и производственной деятельности в области добычи УВ	69
3.2	Физико-химические свойства нефтей и попутных нефтяных газов и расчетные методы их определения	71
3.2.1.	Физико-химические свойства нефтей в пластовых условиях	72
3.2.2.	Поверхностное натяжение нефти на границе с газом	89

3.2.3.	Физико-химические особенности нефтей с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ	90
3.2.4.	Физико-химические свойства нефтей, способных к образованию АСПО	92
3.2.5.	Физико-химические свойства попутного нефтяного газа	94
3.2.6.	Физико-химические свойства попутно добываемой воды	95
3.3	Дисперсные системы	98
3.3.1	Нефтяные эмульсии	98
3.3.1.1	Дисперсность водонефтяных эмульсий	99
3.3.1.2	Вязкость водонефтяных эмульсий	100
3.3.1.3	Влияние дисперсности глобул воды на вязкость эмульсий	100
3.3.1.4	О возможности образования водонефтяной эмульсии в пласте	101
3.3.1.5	О причинах старения водонефтяных эмульсий	103
3.3.2	Пены	103
3.3.2.1	Структурно-механические свойства пены	104
3.3.2.2	Устойчивость пен	104
3.3.2.3	Вязкость и механическая прочность пен	104
3.3.2.4	Пенообразующие ПАВ	105
3.4	Абсорбция	105
3.5	Адсорбция	107
3.6	Оценка запасов и промышленной ценности месторождений	107
3.6.1	Классификации запасов УВ в РК	113
3.6.2	Классификации запасов УВ в РФ	115
3.6.3	Международная классификация запасов SPE-PRMS	116
3.6.4	Классификации запасов, используемая в США	116
Глава 4	**Методы разработки нефтегазовых месторождений**	**119**
4.1	Классификация нефтяных месторождений	119
4.2	Внутренние источники энергии и режим работы пласта	119
4.2.1	Разработка месторождений на режиме истощения	120
4.2.2	Разработка месторождений на режиме компенсации	121
4.2.3	Влияние адсорбционных процессов на фильтрацию нефти в пласте	122
4.2.4	Выделение эксплуатационных объектов и способы ввода разработку	123
4.2.5	Принципы размещения скважин	124
4.2.6	Оптимизация пластового давления	125
4.2.7	Способы оценки энергетических возможностей пласта	126
4.2.8	Определение оптимального давления системы ППД	128
4.2.9	Определение оптимального забойного давления добывающих скважин	129
4.3	Методы разработки месторождений	132
4.3.1	Разработка месторождений на режиме истощения	133
4.3.2	Разработка месторождений на режиме вытеснения	133
4.4	Стадии разработки месторождений	134
4.4.1	Примеры реализации процесса разработки месторождений	136
4.4.2	Новая стратегия разработки нефтяных месторождений при пластовом давлении ниже первоначального	137
4.5	Методы воздействия на пласт и призабойную зону скважин	138
4.5.1	Методы воздействия на пласт	139
4.5.1.1	Гидродинамические методы воздействия на пласт	140
4.5.1.2	Воздействие на пласт повышенным давлением и температурой	141

4.5.1.3	Разработки месторождения путем создания высокотемпературного фронта вытеснения	142
4.5.1.4	Разработка месторождений закачкой в пласт растворителей	143
4.5.1.5	Разработка месторождений вытеснением нефти растворами ПАВ	143
4.5.1.6	Разработка месторождений вытеснением нефти загущенной водой	145
4.5.1.6.1	Метод закачки в пласт оторочки загущенной воды	146
4.5.1.6.2	Технология комбинированного термополимерного воздействия	147
4.5.1.7	Разработка месторождений вытеснением нефти из пласта газом и водогазовыми смесями различной модификации	147
4.5.1.8	Новый метод разработки месторождений вязкой нефти из терригенных слабосцементированных пород (метод CHOPS)	151
4.5.2	Методы воздействия на призабойную зону скважин	152
4.5.2.1	Механические методы воздействия на призабойную зону скважин	153
4.5.2.2	Тепловые методы воздействие на призабойную зону скважины	157
4.5.2.3	Термохимические методы воздействия на призабойную зону сква-	157
4.5.2.4	Методы повышения приемистости нагнетательных скважин	158
4.5.2.5	Методы изоляции в скважинах водопритока	159
4.5.2.6	Низкозатратная технология селективного воздействие на призабойную зону пласта	159
4.6	Горизонтальные технологии (ГТ)	161
4.6.1	*История развития ГТ*	161
4.6.2	Типичные профили горизонтальных скважин	162
4.6.3	*Преимущества ГТ и отношение к ним специалистов*	164
4.6.4	Факторы, осложняющие внедрение горизонтальных технологий (ГТ) (осложняющие бурение горизонтальных скважин (ГС) и боковых	165
4.6.5	Опыт строительства БС в ОАО «Сургутнефтегаз»	169
4.6.6	Требования к профилям и проводке наклонных скважин	169
4.6.7	Расчет профиля ГС	169
4.6.8	Особенности проектирования и бурения скважин с кустовых площадок	171
4.6.9	Технология парогравитационного воздействия SAGD	172
4.6.10	Перспективы бурения ГС малого диаметра	173
4.6.11	Технологии доставки геофизических приборов до интервала исследования горизонтальных скважин	173
4.6.12	Термины в технологии ГТ	173
4.7	Перспективные направления совершенствования МУН	174
4.8	Совершенствование подготовки товарной нефти	174
Глава 5	**Геолого-промысловая характеристика месторождения Жетыбай**	**178**
5.1	Жетыбайская группа нефтегазовых месторождений	182
5.2	Месторождение Жетыбай	185
5.2.1	Общие сведения о месторождении Жетыбай	185
5.2.2	Геологическое строение месторождения Жетыбай	186
5.2.2.1	Стратиграфия месторождения	189
5.2.2.2	Тектоника месторождение	190
5.2.2.3	Коллекторские свойства продуктивных пластов месторождения	191
5.2.3	Толщины и геолого-физические свойства продуктивных горизонтов месторождения Жетыбай	192
5.2.4	Физико-химические свойства флюидов в пластовых и поверхностных условиях, насыщающих продуктивные пласты месторождения Жетыбай	193

5.2.4.1	Физико-химические свойства нефтей в пластовых условиях	194
5.2.4.2	Газосодержание и компонентный состав нефтяного газа месторождения	198
5.2.4.3	Физико-химические свойства нефтей месторождения в поверхностных условиях	201
5.2.4.4	Состав природного газа газовых залежей месторождения	202
5.2.4.5	Свойства конденсата горизонта Ю-1 месторождения Жетыбай	204
5.2.4.6	Источники и свойства пластовых вод месторождения Жетыбай	204
5.2.5.	Запасы нефти, растворенного и свободного газа месторождения Жетыбай	205
5.2.6.	Перспективы геологоразведочных работ на территории Мангышлака	207
	Выводы к Главе 5	**211**
Глава 6	**Состояние разработки месторождения Жетыбай**	**213**
6.1	Этапы проектирования разработки месторождения Жетыбай	213
6.2	Темпы разбуривания месторождения Жетыбай	216
6.3	Анализ проектных показателей начального периода разработки месторождения Жетыбай	218
6.3.1	Результаты гидродинамических исследований скважин месторождения	220
6.3.2	Состояние разработка месторождения Жетыбай на 01.07.2016 г.	222
6.3.2.1	Темпы отбора УВ и закачки воды на месторождении	223
6.3.2.2	Динамика показателей за весь период разработки в целом и по горизонтам месторождения Жетыбай	227
6.3.2.3	Энергетическое состояние объектов разработки месторождения	238
6.4	Характер изменения коллекторских свойства продуктивных пластов в процессе разработки месторождения Жетыбай	244
6.5	Характер изменения физико-химических свойства и запасов пластовых флюидов в процессе разработки месторождения Жетыбай	245
6.5.1	Изменения физико-химических свойств пластовой нефти в процессе разработки месторождения	245
6.5.2	Изменения физико-химических свойств нефтяного газа в процессе разработки месторождения	249
6.5.3	Изменения физико-химических свойств дегазированной нефти в процессе разработки месторождения	250
6.5.4	Состояние выработки запасов нефти из пластов месторождения Жетыбай на 01.07.2016 г.	251
6.5.5	Анализ степени охвата разработкой продуктивного разреза месторождения Жетыбай по промыслово-геофизическим данным	252
6.5.6	Уточнение запасов нефти и газа объектов месторождения Жетыбай	254
6.6	Анализ результатов гидродинамических исследований продуктивных пластов и скважин месторождения Жетыбай	256
6.6.1	Оценка начального состояния призабойной зоны скважин месторождения Жетыбай по результатам ГДИС	257
6.6.1.1	Типы моделей пласта месторождения, определяемые по результатам	258
6.6.1.2	Состояние призабойной зоны скважин по результатам ГДИС, и рекомендации по повышению продуктивных и фильтрационных пара-	259
6.6.1.3	Оценка эффективности проводимых ГТМ по результатам ГДИС	260
6.6.2	Выделение в продуктивных пластах месторождения по результатам ГДИС зон различной проницаемости	261
6.6.3	Оценка пластовых характеристик объектов разработки на основе ГДИС, выполненных в период разведки и эксплуатации месторождения Жетыбай	268

6.7	Особенности эксплуатации скважин месторождения Жетыбай	273
6.7.1	Темпы разбуривания месторождения Жетыбай	274
6.7.2	Анализ результатов бурения и характеристика работы скважин предыдущего периода разработки месторождения Жетыбай	275
6.7.3	Характеристика фонда скважин объектов месторождения Жетыбай	276
6.7.4	Характеристика возвратного фонда скважин месторождения Жетыбай	279
6.7.5	Причины выбытия скважин месторождения из действующего фонда	280
6.7.6	Анализ работы добывающего фонда скважин месторождения Жеты-	281
6.7.6.1	Анализ работы скважин, эксплуатирующихся фонтанным способом	284
6.7.6.2	Анализ работы скважин, эксплуатирующихся мехспособами	285
6.7.6.2.1	Результаты внедрения на месторождении Жетыбай газлифтного способа эксплуатации скважин	285
6.7.6.2.2	Анализ работы работы скважин, эксплуатирующихся УПШН	290
6.7.6.2.3	Анализ работы скважин, эксплуатирующихся УЭЦН	293
6.7.6.2.4	Перспективы внедрения на месторождении Жетыбай УВШН	295
6.7.6.3	Способы предотвращения осложнений при эксплуатации скважин месторождения Жетыбай	295
6.7.6.3.1	Опыт применения ПАВ в газлифтных скважинах	295
6.7.6.3.2	Опыт применения ПАВ в скважинах, эксплуатирующихся УПШН	297
6.7.6.3.3	Результаты термообработок скважин на месторождении Жетыбай	298
6.8	Перспективы внедрения на месторождении Жетыбай горизонтальных технологий	301
6.8.1	Перспективы зарезка боковых горизонтальных стволов (БГС)	301
6.8.2	Перспективы кустового разбуривания месторождения Жетыбай	302
6.8.3	Результаты проводки горизонтальных скважин (ГС) и оценка их технологической эффективности	303
6.9	Характеристика работы скважин месторождения Жетыбай по состоянию на 01.07.2016 г.	316
6.9.1	Анализа работы добывающих скважин месторождения Жетыбай	316
6.9.2	Анализ работы нагнетательных скважин месторождения Жетыбай	317
6.9.3	Причины перевода скважин месторождения Жетыбай в бездействие	318
6.9.4	Анализ подземных ремонтов добывающих скважин месторождения	319
6.9.5	Основные причины снижения добычи нефти и сокращения МРП по скважинам месторождения Жетыбай	321
6.9.6	Рекомендации по промывке забоев нагнетательных скважин с применением койлтюбинговой технологии (гибких труб)	324
6.9.7	Рекомендации по улучшению работы добывающих скважин месторождения Жетыбай	326
6.10	Состояние выполнения проектных решений по разработке месторождения Жетыбай	328
	Выводы к Главе 6	**332**
Главе 7	**Методы интенсификации добычи нефти и пути их дальнейшего совершенствования на месторождении Жетыбай**	**335**
7.1	Анализ результатов внедрения методов воздействия на продуктивный пласт месторождения Жетыбай	336
7.1.1	Критерии применения ПОТ на нефтяных месторождениях	338
7.1.2	Условия эффективного применения ПОТ при разработке продуктивных пластов месторождения Жетыбай	341
7.1.3	Результаты применения технологии потокоотклонения фильтрационных потоков (ПФП) на месторождении Жетыбай	344

7.1.4	Анализ применения новой ПФП с использование реагента на основе целлюлозосодержащих материалов на месторождении Жетыбай	346
7.2	Результатов внедрения методов воздействия на призабойную зону скважин месторождения Жетыбай	349
7.2.1	Результаты проведения различных КО на месторождении Жетыбай	351
7.2.1.1	Результаты проведения СКО на скважинах месторождения Жетыбай	351
7.2.1.2	Обработка скважин многокомпонентным кислотным составом	358
7.2.1.3	Обработка скважин кислотным составом с ПАВ (КПАС)	359
7.2.1.4	Реализация на скважинах месторождения Жетыбай метода термога-	360
7.2.2	Результаты проведения ГРП на скважинах месторождения Жетыбай	360
7.2.2.1.	Анализ причин отсутствия эффективности ГРП на скважинах место-	368
7.2.2.2.	Критерии подбора скважин к проведению ГРП на месторождении	375
7.2.3	Анализ обработок скважин месторождения Жетыбай физическими методами интенсификации добычи	376
7.2.3.1	Технология воздействия на скважины электровоздействием (ЭВ)	376
7.2.3.2	Обработка скважин генератором виброволнового воздействия (ГДВ)	377
7.2.3.3	Обработка скважин технологией КОРС	377
7.2.3.4	Обработка скважин ударно-волновым воздействием (УВВ)	378
7.2.4	Анализ микробиологических методов повышения нефтеотдачи скважин месторождения Жетыбай	381
7.3.	Обобщение результатов интенсификации добычи нефти на скважинах месторождения Жетыбай	384
	Выводы к Главе 7	**388**
Глава 8	**Особенности проектирования и эксплуатации объектов промыслового обустройства месторождения Жетыбай**	**392**
8.1	Особенности проектирования и эксплуатации объектов промыслового сбора и транспорта продукции месторождения Жетыбай	392
8.1.1	Особенности эксплуатации объектов промыслового сбора продукции скважин месторождения Жетыбай	395
8.1.2	Совершенствование объектов промыслового сбора продукции скважин месторождения Жетыбай	397
8.1.3	Совершенствование промыслового транспорта продукции скважин месторождения Жетыбай	403
8.2	Особенности проектирования и эксплуатации объектов подготовки нефти Жетыбайской группы месторождений	406
8.2.1	Оптимизация технологического процесса подготовки нефти на ЦППН месторождения Жетыбай	406
8.2.2	Технология подготовки сточной воды и ловушечной нефти на ЦППН месторождения Жетыбай	414
8.2.3	Технология применения пресной технической (волжской) воды в процессах подготовки нефти на ЦППН месторождения Жетыбай	415
8.2.4	Технологические элементы ЦППН месторождения Жетыбай	416
8.2.5	Технология подготовки амбарной нефти на месторождения Жетыбай	418
8.2.6	Технология подготовка трудноразрушаемых стойких нефтяных эмульсий на ЦППН месторождения Жетыбай	419
8.2.7	Опытно-промысловые работы по подбору и применению эффективных реагентов-деэмульгаторов на ЦППН месторождения Жетыбай	420
8.2.8	Особенности сбора, транспорта и утилизации нефтяного попутного газа Жетыбайской группы месторождений	422

8.3	Рекомендации по реализации технологии предварительного сброса воды непосредственно на промыслах месторождения Жетыбай	424
8.4	Особенности проектирования и эксплуатации объектов поддержания пластового давления на месторождении Жетыбай	428
8.4.1	Технологическая и техническая характеристика объектов ППД месторождения Жетыбай	428
8.4.2	Источники водоснабжения системы ППД месторождения Жетыбай	432
8.4.2.1	Требования к качеству воды, закачиваемой в продуктивные пласты	432
8.4.2.2	Характеристика вод, закачиваемые в продуктивные пласты месторождения Жетыбай	434
8.4.3	Состояние реализация проектных решений по системе ППД	437
	Выводы к Главе 8	**439**
	Заключение	**443**
	Литература	**457**
	Оглавление	**464**