

1 Развитие нефтегазовой промышленности Казахстана

Казахстан не так давно открыл начальную страницу своей новейшей истории, ей насчитывается немногим больше двадцати лет. Сравнивая её с историями других государств, эта цифра невелика. При этом, государственные власти Казахстана устанавливают перед собой всё более серьезные экономические задачи и некоторые из их числа уже начали осуществляться. Одной из ведущих отраслей казахстанской экономики является нефтегазовый сектор. Оценка независимыми экспертами извлекаемых резервов нефти, определила объем –3,9 млрд. тонн – это объем нефтяных запасов в целом по государству. Эта цифра определена специалистами, как запас нефти на конец 2012 года. Такого количества, при условии непрерывно стабильных объемов добычи нефти, по приблизительным расчетам, хватит примерно на шесть-семь десятилетий.

Одним из направлений развития казахстанских предприятий и занятости местного населения в работе над проектами, инвестированными зарубежными вкладчиками, является утверждение норм и методик расчета уровня казахстанского содержания в производимых товарах, услугах и выполняемых работах. Эти нормы прописаны в Законе «О недрах и недропользовании» и на практике контролируются наличием сертификата определенного образца, в котором должно быть указано процентное содержание в рассматриваемом товаре стоимости материалов местного происхождения и затрат на переработку, которая была осуществлена на территории Казахстана. Если такого сертификата нет, то казахстанское содержание будет приравнено к нулю.

Правительство Казахстана, планирует и в последующем совершенствовать законодательство в отношении нефтегазовой промышленности, геологоразведки и недропользования. Совершенствуя законодательную базу для достижения целей, поставленных правительством Республики Казахстан, по модернизации экономики государства и изменении общей её направленности. За счет использования существующих запасов природных богатств, поднять экономику неразвитых отраслей, обеспечив тем самым процветающее будущее для своей страны, независимое полностью от наличия нефтегазовых ресурсов. Большое значение для работы в этом направлении отводится диверсификации образования, науки, здравоохранения, позиций, которые на данный момент сохраняют стабильно низкий уровень развития.

Казахстан уже признан на мировом топливно-энергетическом рынке стратегическим партнером и перспективы в этой области предполагают большой потенциал и фронт работ, направленных на укрепление и улучшение существующих позиций. Казахстан всегда открыт для сотрудничества по внешнеэкономическим направлениям, привлечению инвестиций, особенно в нефтегазовую отрасль страны.

По запасам нефти Казахстан на 13 месте в мире, а по объему добычи сейчас на 26 месте, хотя может выйти на 6 место в мире.

Казахстан среди стран СНГ по данным Агентства РК по статистике, является вторым после России производителем нефти.

РК в 2013 году добыл около 82 млн.т. нефти и легко может довести добычу нефти до 150 млн.т. Внутреннее потребление нефти составляет 20-25 млн.т. Однако добычу нефти сдерживает недостаточность трубопроводов. По этой причине на Тенгизском месторождении законсервировано более сотен скважин.

В ближайшие 15 лет в развитие добычи Казахстанской нефти инвесторы намерены вложить более 80 млрд. долл. США, которые будут затрачены на создание производственных, инфраструктурных и социальных обеспечивающих работу вводимых предприятий.

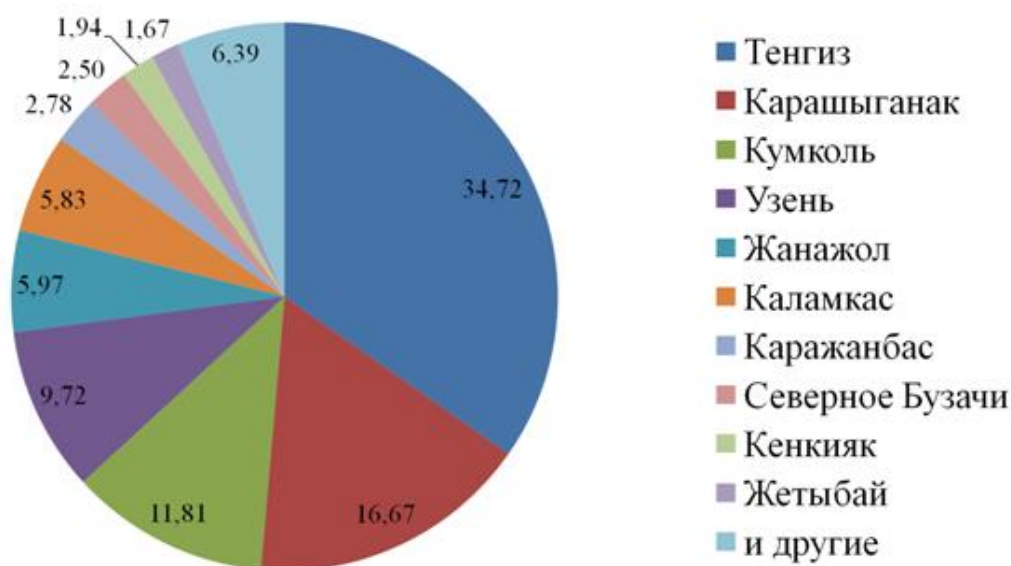


Рисунок 1.1.1 - Доля нефтяных месторождений в Казахстане

В последние годы в практике бурения во многих странах мира, происходит значительный рост числа скважин, проводимых на большой глубине.

Сверхглубокие скважины бурт с целью поисков промышленной нефтеносности и газовых месторождений. Кроме того, это позволяет получить данные с нижних горизонтов земной коры.

Бурение сверхглубоких скважин позволит также решить фундаментальные задачи, стоящие перед наукой (прогнозирование землетрясений, улучшение геологической интерпретации) и получить информацию о поведении и метаморфизме вод, водных растворов и сопутствующих им газов, об энергетическом состоянии глубин Земли для выяснения возможностей использования внутриземной энергии.

По геофизическим данным земная кора условно разделяется на «гранитный» и «базальтовый» слои и подстилается верхней мантией. Земная кора континентов имеет мощность 35-40км. В некоторых местах она снижается до 15 – 20км и возрастает до 80 – 100км (особенно в горных районах). В настоящее время хорошо известно, из чего состоит «гранитный» слой. Состав и происхождение «базальтового» слоя менее изучены. Нет достоверных сведений о горных породах, расположенных на больших глубинах; неизвестно, как по мере удалений от земной поверхности изменяются состав и физические свойства горных пород.

Скважины глубиной более 6000м считаются сверхглубокими. Сверхглубокие скважины бурят в соответствии с разработанными проектами.

Проходка скважиной материковой или океанической земной коры для вскрытия верхней мантии Земли – одна из сложных задач современной техники и естествознания.

Особенность сверхглубокого бурения – большое число колонн в скважине, спускаемых на большую глубину, с различными их диаметрами. Ствол скважины должен быть максимально вертикальным, без уступов и иметь максимальную устойчивость для сохранения первоначальных геометрических размеров с целью предотвращения осложнения при спуске колонн.

Конструкция сверхглубокой скважины предварительно проектируется с учетом геологического строения района, в котором закладывается скважина. Конструкция скважины предусматривает следующие колонны:

Направляющую колонну, которую устанавливают, когда верхние слои сложены неустойчивыми и сыпучими породами. Эта колонна служит для закрепления устья скважины и отвода промывочной жидкости. Для направляющей колонны используют обсадные трубы диаметром 406мм и более;

Кондуктор, применяемый в качестве основания для оборудования устья скважины, а также для перекрытия толщ неустойчивых водопоглащающих и водоносных пород, которые залегают в верхней части разреза. В связи со значительными нагрузками, действующими на кондуктор, его опускают на довольно большую глубину и надежно цементируют. Длина кондуктора колеблется в очень широких пределах – от 60 до 100м, а иногда и более;

Промежуточную колонну, предназначенную для перекрытия сильно осложненных горизонтов, если ликвидировать осложнения обычными методами не удастся. Для промежуточной колонны используют обсадные трубы с меньшим диаметром, чем для кондуктора. Длина промежуточных обсадных колонн колеблется от 1800 до 5000м и более;

Эксплуатационную колонну, которую опускают, когда предварительными исследованиями установлена продуктивность вскрытых горизонтов. Для эксплуатационной колонны используют обсадные трубы диаметром 178 и 146 мм, а иногда и меньшего размера;

Хвостик колонны, используемый в том случае, когда не требуется спуск сплошной эксплуатационной колонны.

В проекте сверхглубокой скважины обсадные колонны рассчитывают на растяжение от сил собственного веса, на смятие внешним давлением и разрыв от внутреннего давления. Для каждой колонны вычисляют допустимое снижение уровня жидкости с учетом прочности цементного кольца.

При бурении сверхглубоких скважин особое внимание уделяют герметичности обсадных труб, спускаемых в скважину, соединений и созданию соединения, равнопрочного с телом трубы. Обсадные трубы должны подвергаться внутреннему гидравлическому испытанию на давление. Каждая труба, выдержавшая гидравлическое испытание, должна подвергаться проверке по натягу резьбовых соединений. Скорость спуска труб в скважину строго ограничивают для предотвращения смятия обсадной колонны [1].

1.2 Краткая геолого-геофизическая характеристика местности

Общие сведения о районе работ

В орографическом отношении район исследования располагается в южной части Прикаспийской низменности и представляет собой равнинную местность, расположенную на северо-северо-восточном побережье Каспийского моря. Площадь полого наклонена в сторону моря. Абсолютные отметки рельефа колеблются от минус 13м до минус 40м. Непосредственно на лицензионной площади постоянные водостоки отсутствуют, однако площадь на 60% покрыта многочисленными сорами разной величины и формы, которые соединяются друг с другом узкими протоками. Межсоровые пространства представляют собой пологие увалы с относительными превышениями до 10м. К западу от района исследования протекает река Урал. Ширина ее русла здесь колеблется от 0,3 до 0,5км, ширина долины, где производятся сельхозработы, достигает 5км. Имеются грунтовые дороги, однако в осенне-зимний и весенний периоды проходимость транспорта крайне затруднена.

Проведение полевых работ затрудняют также труднопроходимые соры, объезды, пухляки. Работа на некоторых участках возможна только в сухое жаркое лето или в морозную зиму с использованием тракторов.

Климат района резко континентальный. Максимальная температура летних месяцев плюс 40⁰-50⁰С, минимальная зимних месяцев минус 20⁰-35⁰ С. Количество осадков в среднем за год составляет 170-200мм. Часто дуют ветры различного направления. Характерной особенностью района является сильное засоление почв и грунтовых вод, поэтому источников питьевой воды на площади нет. Растительный и животный мир скудный.

По площади исследования проходит железная дорога Атырау-Кандыгаш. Ближайшими к площади исследования населенными пунктами являются: промысел Искене (10км), промысел Байчунас (30км), ст. Искене (15км), ст. Карабатан (10км). Областной центр - город Атырау, расположен в 60 км к юго-западу от площади.

Район исследуемой площади в экономическом отношении развит слабо. Основное занятие населения – животноводство.

Местность по трудности производства работ отнесена: 30% - I, 60% - II и 10% - IV категории [2].

Геолого-геофизическая изученность, анализ и оценка ранее проведенных работ

Контрактная территория и прилегающие к ней площади в разные годы и с различной степенью детальности изучена геологическими, гравиметрическими и сейсморазведочными работами.

К настоящему времени вся территория покрыта геологической съемкой масштаба 1:200000, по результатам которой составлены полистные геологические карты того же масштаба по дневной поверхности и с частичным снятием четвертичных и верхнеплиоценовых отложений (в местах, где проводилось картировочное бурение). Строение сводовых частей соляных куполов освещено картировочным бурением, в результате построены геологические карты масштабов 1:25000 и 1:50000. Ряд куполов изучен структурно-поисковым и глубоким разведочным бурением. Отсутствие глубоких и параметрических скважин в межкупольных зонах, вскрывших весь надсолевой разрез, не позволяет осуществлять уверенную стратиграфическую привязку отражающих горизонтов ниже подошвы юры.

Исследуемая территория в разные годы изучена гравиметрическими и магнитными съемками масштабов 1:200000 и 1:50000.

В результате этих работ выявлены новые и подтверждены гравитационные минимумы, открытые предыдущими исследованиями. Результаты этих работ находят применение при комплексной интерпретации

гравиметрических и сейсмических материалов. По этим материалам получены ориентировочные данные о крутизне склонов соли, сделаны предположения о существовании карнизов соли на некоторых участках солянокупольных структур.

Сейсмическими исследованиями МОВ и МОГТ территория изучена неравномерно. Основной целью этих исследований было изучение надсолевой толщи отложений. Сейсмические исследования проводились различными организациями: Гурьевской геофизической экспедицией объединения «Казгеофизика», трестом «Эмбанефтегеофизика» Миннефтепрома СССР, Волгоградской геофизической экспедицией НВНИИГГ. Сейсморазведочные работы МОВ проводились до 1975 года и носили в основном рекогносцировочный и поисковый характер. Они освещали лишь верхнюю часть разреза. Профили располагались, преимущественно, в сводовых и присводовых участках соляных куполов. Прослеживание V, VI и нижележащих отражающих горизонтов не всегда представлялось возможным из-за большого уровня кратных волн и волн-помех.

С 1975 года, начали планомерно проводиться сейсморазведочные работы МОГТ, которые позволили, в принципе, решить задачу изучения надсолевого комплекса отложений за счет применения многократного прослеживания отражающих горизонтов. Благодаря проведению опытно – методических работ

совершенствовалась методика полевых работ, и интерпретации при изучении поверхности соли и примыкающих к ней пермотриасовых отложений. С 1980 года начинается внедрение невзрывных источников возбуждения упругих колебаний, в основном, вибрационного типа. Эти работы показали эффективность применения невзрывных источников для решения геологических задач в условиях солянокупольной тектоники, особенно при изучении надсолевых отложений.

Подсолевые палеозойские отложения на исследуемой территории планомерно начали изучаться с 1983 года.

Общим недостатками ранних исследований МОГТ являлись получение магнитной записи с автоматической регулировкой сигнала, что привело к «зарегулированию» и искажению сейсмической записи; недостаточная длина годографа для изучения глубоких отражений, недостаточно использовались возможности машинной обработки. В результате чего, волновая картина на временных разрезах насыщена различного рода волнами-помехами: кратными, боковыми и другими. Применение цифровой записи при регистрации и совершенствование машинной обработки позволили несколько снизить вышеуказанные недостатки, но не полностью избавиться от них.

Известно, что для изучения подсолевых отражений длина годографа должна быть соизмерима с глубиной их залегания, то есть максимальные удаления должны быть достаточно большими при кратности – не менее 60. Также к недостаткам ранее проведенных работ относится редкая сеть и недостаточная протяженность сейсмических профилей [3].

Геологическое строение, стратиграфия

К настоящему времени в пределах блока Атырау пробуренные глубокие скважины отсутствуют. На близлежащих площадях нефтяных месторождений скважины, вскрывшие подсолевые отложения, также отсутствуют.

Немногочисленные скважины на соседних площадях, ориентированные на вскрытие подсолевых отложений, по тем или иным причинам не достигли проектных глубин. Подсолевые палеозойские отложения вскрыты лишь на Гурьевском своде, в параметрической скважине П-3 Акатколь. При проектной глубине 7000м, скважина пробурена до глубины 6455м. Проектный горизонт – среднедевонские отложения, а скважиной на забое вскрыты отложения визейского яруса нижнего карбона.

Подсолевые артинские отложения вскрыты на глубине 5995м, и пройденная толщина подсолевых отложений в скважине П-3 составляет 460м. Керновый материал скважины П-3 Акатколь исследован на определение стратиграфического возраста пород (Пронин, 2009г.).

Для описания литологического состава пород подсолевых отложений проектного разреза привлечены изученные материалы скважины П-3 Акатколь [4].

Палеозойская группа – Pz

Каменноугольная система – C

По материалам сейсморазведки 3Д, при проектной глубине 6800м скважиной Тасым Юго-Восточный №1 на забое вскрываются породы

каменноугольной системы, которая состоит из трех отделов: нижнего, среднего и верхнего.

Нижний отдел – С₁

Предполагается, что скважиной можно вскрыть верхнюю часть нижнего отдела.

Визейский ярус литологически представлен аргиллитами темно-серыми, алевролитистыми, плотными с прослоями туффитов и известняков микрозернистых, типа мадстоуна, встречаются прослои песчаников среднезернистых грауваккового состава.

Мощность отложений визейского яруса – до 150м.

Серпуховский ярус представлен известняками типа мадстоуна, в разной степени окремненными и доломитизированными, с редкими спикулами губок, с прослоями витрокластических туфов.

Мощность отложений – до 30м.

Средний отдел – С₂

Башкирский ярус представлен доломитами и известняками микрозернистыми, типа мадстоуна с единичными радиоляриями. Встречаются глубоководные разновидности чередующихся известняков типа мадстоунов и вакстоунов, в разной степени окремненных с редкими прослоями аргиллитов и песчаников. Основу известняков составляют карбонатный ил и детрит известьевыводящих организмов, сносимых с карбонатных платформ. Присутствуют планктон (радиолярий) и инситульный органический материал. Мощность яруса на площади работ ожидается более 100м.

Московский ярус литологически представлен известняками серыми с витрокластическими туфами микрозернистыми, типа мадстоуна, окремненными, в разной степени биотурбидированными. В юго-восточной части впадины отложения яруса характеризуются неравномерным переслаиванием темно-серых аргиллитов, известняков от пакстоунов до мадстоунов, кремнистых пород (спонголитов, окремненных известняков), туффитов, туфоизвестняков, с редкими прослоями гравелитов и песчаников. Такая разнообразная ассоциация осадочных пород указывает на то, что накопление осадков происходило в глубоководных условиях шельфа со значительным привнесением пирокластического материала.

Мощность отложений московского яруса предполагается, по материалам сейсморазведки, более 300м.

Верхний отдел – С₃

Верхнекаменноугольные отложения литологически представлены такими же породами, как и отложения московского яруса среднего отдела. Известняки серые, микрозернистые с витрокластическими туфами, окремненные. Накопление осадков происходило в глубоководных условиях, при котором накапливаются известняки типа мадстоуна и вакстоуна, чередующиеся с прослоями спонголитов и радиоляритов.

Ожидаемая мощность отложений верхнего отдела – до 125м.

Пермская система – Р

Пермская система состоит из двух отделов: нижнего и верхнего. В нижний отдел входят ассельский, сакмарский, артинский и кунгурский ярусы.

Нижний отдел – P₁

В пределах площади проектируемых работ докунгурские пермские отложения представлены терригенными образованиями сильно уменьшенного объема. Поэтому отложения рассматриваются единой толщей, не расчленяясь на ярусы.

Аргиллиты серовато-голубые, черные, битуминозные, алевритистые, плотные, с прослоями алевролитов, известняков, с включениями скоплений зерен пирита.

Алевролиты темно-серые, мелкозернистые на глинисто-карбонатном цементе, с включениями пирита.

Известняки типа мадстоуна, темно-серые, микрозернистые, редко тонкозернистые, слабоалевритистые, сильно и различно доломитизированные с содержанием радиолярий и редкие спикулы губок, редко встречаются прослойки пятнистого доломита микрозернистого, окремненного.

Туффиты серые, витрокластические.

Мощность докунгурских терригенных отложений перми, по материалам сейсморазведки, составляет 80-100м.

Кунгурский ярус литологически представлен каменной солью, беловато-серой, серой, темно-серой, средне- и крупнокристаллической, массивной, плотной, крепкой, с прослойками серых глин, темно-серых аргиллитов, серых, мелкозернистых ангидритов и песчаников плотных, крепких.

В верхней части соленосной толщи залегает сульфатно-терригенная толща, представленная чередующимися прослоями гипсов, глин, ангидритов и песчаников. Ближе к подошве яруса часто отмечается значительное увеличение толщины ангидритовых прослоев, частое присутствие прослоев терригенных пород. В этой части разреза ангидриты преобладают над каменной солью.

Ожидаемая толщина кунгурского яруса в скважине составляет порядка 4800м [5].

Триасовая система – T.

Триасовые отложения представлены глинами серыми, темно-серыми, зеленоватыми, голубовато-серыми, коричневатыми, буроватыми, иногда кирпично-красными, плотными, аргиллитоподобными, алевритистыми, иногда с растительными остатками, с очень редкой фауной, с прослоями песка светло-серого, зеленоватого, полимиктового, от мелко- до грубозернистого, с прослоями песчаника, известняка и сидерита. комковатыми, с распыленным детритом, с прослоями песчаника, реже известняка.

Вскрытая мощность – 150-180м.

Юрская система (J).

В районе работ юрская система вскрыта скважинами и представлена всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Нижнеюрский отдел (J₁). Нижнеюрские отложения представлены чередованием глин, песчаников и реже галечниковыми породами.

Вскрытая мощность по скважинам составляет 40 – 80м.

Среднеюрский отдел (J_2). Отложения средней юры представлены, в основном песчано-глинистыми и углистыми образованиями. Вскрытая мощность средней юры - 230 – 400м.

Верхнеюрский отдел (J_3). Отложения верхней юры залегают несогласно и с размывом на среднеюрских отложениях. Литологически они представлены глинами и мергелями и редко известняками. Вскрытая мощность верхней юры - 150м.

Меловая система (K).

Нижнемеловой отдел (K_1).

Неокомский надъярус (K_{1nc}). Самыми древними отложениями нижнего мела являются неокомские, которые объединяют готеривский и барремский ярусы. Валанжинский ярус на куполах пробуренными скважинами не вскрывается, хотя его наличие и предполагается. Он, вероятно, размыв на большей части площади. В результате чего отложения готерива залегают непосредственно на верхнеюрских и представлены, в основном, глинами, мергелями и, частично, песчаниками. Вскрытая мощность готерива составляет 90 м. Вскрытая мощность барремских отложений составляет 150м и они представлены мергелями и зелеными глинами, очень похожими на верхнеюрские.

Аптский ярус (K_{1ap}). Отложения апта ложатся на размывтую поверхность неокома. Они вскрыты скважинами на всех рассматриваемых куполах.

Отложения апта подразделяются на нижний и верхний подъярусы, и представлены глинами темно-серого и черного цвета с редкими прослоями песчаников, в которых встречается микрофауна. Вскрытая мощность апта достигает 130м.

Альбский ярус (K_{1al}), Альбские отложения вскрыты структурно-поисковыми и картировочными скважинами. Альб сложен преимущественно глинистой толщей и в нижней части разреза представлен темно-серыми, плотными, сланцеватыми глинами, переслаивающимися с тонкими прослоями песков.

Вскрытая мощность альбского яруса составляет 293м.

Верхнемеловой отдел (K_2).

Мощность нерасчлененных отложений верхнемелового отдела составляет 262 м. Отложения отдела представлены мергелями с прослоями писчего мела и глинам, иногда с включением фосфоритовой и кварцевой гальки.

Палеогеновая система (Pg).

Палеоцен - нижний эоцен ($Pg_1 - Pg_2^1$). Нерасчлененные отложения палеоцена и нижнего эоцена представлены пачкой зеленых, голубовато-зеленых и бурых известковистых глин, содержащих прослойки светло-зеленых мергелей и линзы черных битуминозных сланцев. Мощность палеоценовых - нижнеэоценовых отложений не превышает 25м.

Средний эоцен (Pg_2^2) представлен серыми и зеленовато-серыми известковистыми глинами, местами песчанистыми, содержащими прослойки мергелей и залегают согласно на отложениях палеоцен - нижнего эоцена.

Мощность отложений среднего эоцена не превышает 30-40м.

Верхний эоцен (Pg_2^3). Отложения верхнего эоцена представлены преимущественно зелеными и бурыми глинами.

Общая мощность зон достигает 90-160м.

Олигоцен (Pg_3). Хадымская свита представлена чередованием зеленых глин и светлых мергелей, мощность - порядка 40-45м.

Искинская свита сложена ярко зелеными безкарбонатными глинами. Для глин искинской свиты характерна скорлуповатая отдельность. Мощность этой свиты достигает 120-140м.

Абжельская свита вскрыта единичными скважинами в Абжель - Ракушинской межкупольной мульде. Отложения свиты представлены буровато-серыми, часто темно-серыми бескарбонатными глинами. Мощность абжельской свиты - порядка 30-40м.

Неогеновая система (N).

В пределах описываемой территории отложения неогена представлены средним миоценом и верхним плиоценом. Литологически неогеновые отложения представлены зеленовато-серыми и коричневыми глинами с прослоями мелкозернистого песка и песками. В нижней части залегают мергели с плохоокатанной галькой.

Мощность неогеновых отложений составляет 38м.

Четвертичная система (Q).

На исследуемой территории отложения четвертичной системы имеют сплошное распространение. Максимально вскрытая мощность - 39м. Литологически отложения представлены глинами, серыми песками и ракушником [6].

Тектоника

По результатам обобщения геолого-геофизических материалов в 2001 году Э.С. Воцалевский и др. производят тектоническое районирование территории Прикаспийской впадины. От поверхности фундамента до кровли подсолевых отложений авторы выделяют четыре опорных поверхностей: пород фундамента, эйфельско-нижнефранского, верхнефранско-московского и касимовско-артинского комплексов, в пределах которых выделены крупные тектонические элементы. Так, поверхность фундамента носит блоковый характер, фиксируемые мегаблоки ограничиваются крупнейшими разломами, а системой радиальных нарушений делятся на дополнительные блоки. По поверхности фундамента выделены Центрально-Прикаспийский прогиб, Северо-Атырауская система моноклиналей, Астраханско-Актюбинская система поднятий и другие тектонические элементы Прикаспийской впадины. Все тектонические элементы вверх по разрезу продолжают свое развитие, изменяясь лишь в размерах и конфигурации.

Лицензионный блок Атырау в тектоническом отношении приурочен к Северо-Атырауской системе моноклиналей. В тектонической схеме по фундаменту южная часть блока расположена в пределах Астраханско-Актюбинской системы поднятия, а северная часть – Северо-Атырауской системы моноклиналей. По вышележащим опорным поверхностям граница

между указанными элементами смещается на юг и Атырауский блок полностью размещается в пределах Северо-Атырауской системы моноклиналей.

В 2009г. ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» в южной части блока Атырау проводит сейсмические исследования 3Д. В результате обработки сейсмических материалов около южной границы блока Атырау, к востоку от соляного купола Тасым по кровле подсолевых отложений выявлена структура Тасым Юго-Восточный. Структура выявлена на основе усовершенствованных геофизических методов, таких как глубинная миграция до суммирования и трёхмерное скоростное моделирование.

Сейсмическими работами в надсолевом комплексе выделены отражающие горизонты: III (подошва нижнего мела), V (подошва юры), РТ-1 и РТ-2 (условные внутрипермтриасовые) и VI (кровля кунгурского яруса).

В подсолевом комплексе выделены отражающие горизонты: П₁ (кровля подсолевых отложений), П_{2с} (кровля карбонатов верхнего и среднего карбона), П₂ (кровля карбонатов нижнего карбона), П_{2d} (кровля карбонатов девона) и П₃ (подошва карбонатных пород) [7].

Структура Тасым Юго-Восточный по кровле нижнепермских отложений представляет собой положительную конседиментационную структуру субширотного простирания, имеющую в плане неправильную форму. Структура является продолжением системы обширной карбонатной платформы, выявленной по материалам сейсморазведки 2Д в 2008 году, и отвечает литофациям песчаных отмелей её окраины.

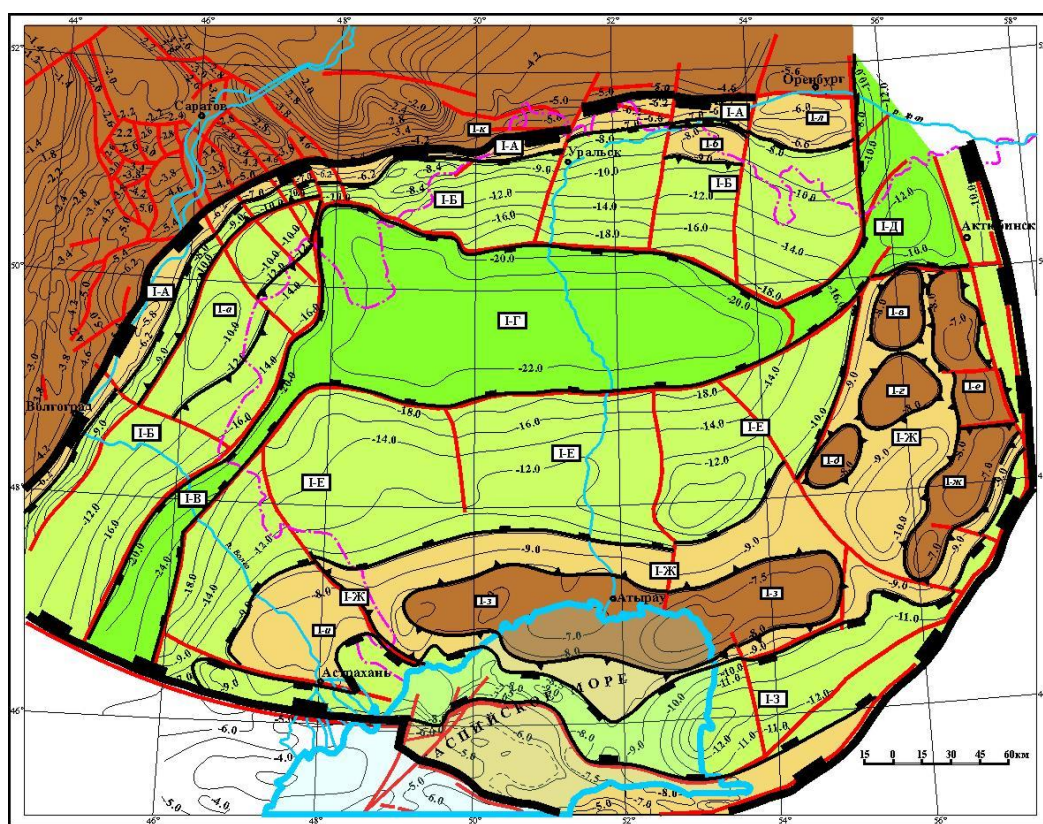


Рисунок 1.2.1 - Схема районирования фундамента Прикаспийской НГП (по Воцалевскому Э.С. и др., 2001г.)

По горизонту P_1 структура с юга, а по более глубоким горизонтам и с северо-востока ограничена нарушениями сбросового характера. Размеры структуры по замыкающей изогипсе - 6400м составляет 12x5,5км. Свод структуры Тасым Юго-Восточный по кровле артинских отложений предполагается на глубине - 6234м от уровня моря. Амплитуда структуры по горизонту P_1 составляет 184м.

Структура Тасым Юго-Восточный, повторяясь, выделяется практически с теми же контурами по всем подсоловым отражающим горизонтам, за исключением самых нижних – P_{2d} и P_3 , где она приобретает куполообразные эллипсоидные очертания.

На структурной карте P_{2c} по замыкающей изогипсе - 6500м размеры структуры составляют 11,5x5,7км. Свод структуры по кровле каменноугольных отложений предполагается на глубине - 6293м от уровня моря, амплитуда составляет 206м. По горизонту P_2 структура замыкается изогипсой - 7050м, свод её предполагается на глубине 6913м, амплитуда – 137м.

На структурной карте P_{2d} по замыкающей изогипсе 7325м размеры структуры составляют 4,3x3,2км, свод структуры предполагается на глубине – 7250м от уровня моря, амплитуда – 96м.

Как было отмечено, структура Тасым Юго-Восточный расположена у самой нижней границы блока Атырау и, как предполагают интерпретаторы сейсмических материалов 3Д, её территория является продолжением системы обширной карбонатной платформы, развитой в пределах Астраханско-Актюбинской системы поднятий. С этой точки зрения в строении структуры Тасым Юго-Восточный могут присутствовать карбонатные породы каменноугольно-девонского возраста. При наличии пластов-коллекторов в разрезе карбонатных пород, здесь можно встретить залежи углеводородов.

Учитывая все эти благоприятные структурно-тектонические условия ТОО «Норс Каспиан Ойл Девелопмент» в 2010 году намерено на блоке Атырау заложить первую поисковую скважину Тасым Юго-Восточный №1 с проектной глубиной 6800м. Проектным горизонтом служат оолитовые и детритовые карбонаты каменноугольной системы [8].

Нефтегазоносность

Исследуемая территория входит в состав Астраханско-Актюбинской нефтегазоносной области и располагается между Мартышинской и Сагизской НГЗ, вблизи известных месторождений надсолового комплекса: Каратал, Искене, Дараймола, Бакланий, Жинигильды и других, а также месторождений Тенгиз-Кашаганской группы подсолового комплекса.

Промышленная нефтеносность месторождений надсолового комплекса связана с тремя продуктивными свитами, приуроченными к отложениям триаса, средней юры и нижнего мела, а подсолового – с карбонатными отложениями верхнего палеозоя.

Таким образом, наличие в непосредственной близости промышленных месторождений нефти, а также многочисленные нефтепроявления в скважинах на исследуемой площади позволяют отнести этот район к перспективному в нефтегазоносном отношении.

Нефтегазоносность надсолевого комплекса

Геологические условия залегания нефтяных горизонтов пермотриаса разнообразны. Они вскрыты в основном на современных сводах куполов и на крыльях поднятий. Залежи экранированы тектоническими нарушениями или крутыми склонами куполов. Отложения средней юры являются главным продуктивным комплексом района [9].

Нефтяное месторождение Каратал расположено в Макатском районе Атырауской области, в 80км к северо-западу от железнодорожной станции Доссор. Подготовлено гравиметрической съемкой и структурным бурением в 1954г. Поисковое бурение начато в 1958г., месторождение открыто 1959г. и завершено разведкой в 1960г.

Приурочено к четырехкрылой солянокупольной структуре. В нижнем мелу выделен один нефтяной неоком-аптский горизонт, который залегает на глубинах 360-443м. Высота залежи - 13-15,6м. ВНК находится на отметке 355,6-400м.

Залежи пластовые, тектонически экранированные. Продуктивный горизонт сложен терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина - 2,6-3м, открытая пористость коллекторов - 21,5%, проницаемость - 0,285 мкм², коэффициенты насыщенности - 0,81. Начальный дебит нефти - 0,54 м³/сут, начальное пластовое - 3,65 МПа. Нефть малосернистая (0,4%), малопарафинистая (0,65%), высокосмолистая (34%). Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1110 кг/м³. Месторождение находится в консервации.

Нефтяное месторождение Искене расположено в Макатском районе Атырауской области к северо-востоку от г.Атырау. Структура подготовлена гравиметрической съемкой в 1928г., сейсморазведкой в 1936г., структурно-картировочным бурением - в 1953г. Месторождение открыто в 1932г., тогда же, начато разведочное бурение. Поисковое бурение начато в 1938г. Разведка завершена в 1952г. В тектоническом отношении месторождение приурочено к двум солянокупольным структурам - Искене и Искене Северный. В продуктивной толще выделено три нефтяных горизонта: аптский (А), неокомский (Н), пермотриасовый (ПТ). Продуктивные горизонты залегают на глубинах 146-576м (А), 160м (Н) и 255-517м (ПТ). Высота залежей - 250м (А), 135,5м (Н). ВНК находится на абсолютных отметках - 824м (А) и - 275,5м (Н). Залежи пластовые, тектонически, стратиграфически и литологически экранированные. Нефтеносные горизонты сложены терригенными отложениями, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина 14,4-18,2м (А), 3,94м (Н) и 17-21,6м (ПТ). Открытая пористость коллекторов - 23-30%, проницаемость - 0,052-0,423мкм², коэффициенты нефтенасыщенности - 0,65-0,75. Начальные дебиты нефти - 1,4-296,3 м³/сут. Начальное пластовое давление - 1,9-10МПа, температура - 16,5-33,90°С. Плотность нефти - 793-924кг/м³. Нефти малосернистые (0,06-0,36%), малопарафинистые (0,4-1,01%). Состав попутного газа: метан (59,6-75,6%), этан (6,7-13,6%), пропан (2,2-8,1%), изобутан (4,9%), н-бутан (0,4%), азот (3-6,9%), водород (0,3%), углекислый газ (0,4-72%). Режим залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевого

типа с плотностью 1159-1185кг/м³ и минерализацией 234,64-320,16г/л. Месторождение находится в разработке.

Нефтяное месторождение Дараймола находится в Махамбетском районе Атырауской в 130км севернее г. Атырау. В 30км от месторождения проходит нефтепровод Атырау-Самара. Открыто в 1975 г. поисковой скважиной 5, пробуренной на структуре, выявленной сейсморазведкой. В тектоническом отношении представляет собой солянокупольную структуру скрыто-прорванного типа. Соляные отложения кунгура залегают на глубинах от 280 до 1800м, простираясь на северо-восток, образуя западный, северо-западный и восточный склоны. Системой разрывных нарушений и грабеном надсолевые отложения разделены на южное, северо-западное крылья. Амплитуда сбросов достигает 45 м. Крылья сложены отложениями мела, юры и триаса, образующими структуры-полусводы. Структурные планы мела и юры идентичны. Оперяющими сбросами крылья структуры разделены на поля. Амплитуда продуктивной складки по кровле коллекторов превышает 120м. Высота залежей равна 19 и 26м, средняя эффективная толщина - 13 и 32м, нефтенасыщенная - 7,3 и 10,8м, размеры ловушек - 0,6х2,1км. Продуктивными являются мелкозернистые песчаники и алевролиты средней юры (горизонт I) и юры нижней (горизонт II), залегающие на глубинах 461-480м и 486-522м соответственно. Коллекторы терригенные, поровые с открытой пористостью - 18,2-19% и проницаемостью - 0,0016 мкм². Покрышками служат пачки плотных глин. Нефтенасыщенность коллекторов – 54 и 80%. По характеру резервуара залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные, контакты прослежены на отметках - 491,5 (горизонт I) и -522,5м (горизонт II). Начальные пластовые давления и температура в горизонтах - 5,3-5,6 МПа и 350°С. Дебит нефти среднеюрской залежи не превышал 7 м³/сут на 3 мм штуцере. Плотность ее - 903кг/м³. Нефть сернистая (0,54%), парафинистая (2,97%), высокосмолистая. Содержание силикагелевых асфальтенов достигает 56%. Дебит нефти нижнеюрского горизонта - 17,8 м³/сут на 5мм штуцере. Нефть тяжелая, плотностью 89 кг/м³, содержание серы и парафина аналогично залежи средней юры. Содержание смол и асфальтенов снижается, достигая 37%. Нефти выявленных залежей содержат фракции, выкипающие до 300°С - 22%. Газонасыщенность пластовой нефти - 8,2м³/т. Подошвенные воды представлены слабыми рассолами плотностью 1150-1170кг/м³ с минерализацией от 38 г/л (II горизонт) до 90 г/л (I горизонт), хлоркальциевого типа с дебитами от 38 до 92м³/сут. Режим залежей водонапорный. С 1993г. месторождение переведено в группу разрабатываемых.

Нефтяное месторождение Бакланий расположено в Магатском районе области, в 60км к северу от г.Атырау. Подготовлено сейсморазведкой МОВ и структурным бурением в 1956г. Поисковое бурение начато в 1959г. Месторождение открыто в 1961г. В тектоническом отношении приурочено к трехкрылой солянокупольной структуре. В нижнем мелу выделено два нефтяных горизонта: верхнеальбский и аптский. Глубина залегания горизонтов в своде - 294-513м., высота залежей - 4,2-18,9м. ВНК находится на абсолютных отметках - 328,8-535,6м. Залежи пластовые, тектонически экранированные.

Горизонты сложены терригенными отложениями, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина - 2-4,1м, открытая пористость коллекторов - 29-32%, проницаемость - 0,208- 1,78мкм², коэффициенты нефтенасыщенности - 0,53-0,8. Начальные дебиты - 35 м³/сут, начальное пластовое давление - 2,84-4,37МПа, температура - 19,5-20°С. Плотность нефти - 899-911кг/м³. Нефти содержат 0,42-1,3% серы, 0,29-0,54%. Месторождение находится в консервации.

Нефтяное месторождение Жингильды расположено в Макатском районе Атырауской области в 20км севернее ж/д станции Макат. В 10км южнее находятся месторождения Доссор и Доссор Юго-Западный, в 15км к западу - Танатар. Открыто в 1939г. Первооткрывательница- скважина 1. Структура подготовлена региональными геолого-геофизическими работами (маршрутной геофизической съемкой - 1939г., гравиметрическими и электрометрическими работами 1933-1941гг., сейсморазведкой 1954-1958 гг.). Приурочено к соляной структуре, представляющей собой скрыто прорванный соляной купол, свод которого вытянут с северо-запада на юго-восток. Глубина залегания галогенных пород - 400м, на склонах - до 1000м. Узкими грабенами купол разбит на крылья: северное, северо-восточное и юго-западное. В пределах юго-западного крыла установлена промышленная нефтеносность. Крыло разбито сбросами на поля: западное, центральное и восточное. В пределах центрального поля, рассеченного продольными сбросами, выделяются блоки, в которых нефтеносны отложения апта, неокома и средней юры. На восточном поле (скв.1) продуктивны отложения апта. Всего насчитывается до 10 нефтеносных пластов. По характеру залегания все залежи пластовые, тектонически экранированные. Глубина залегания - от 135 до 500м. Коллекторы поровые, литологически представлены песчаниками с открытой пористостью от 29 до 34%. Покрышками залежей являются глинистые породы. Общая толщина продуктивных пластов аптских залежей - от 5 до 10м, неокомских - от 5,6 до 13м, юрских - от 4,3 до 7; эффективная - от 4 до 8,5м, от 4 до 9м, и от 3 до 4м соответственно; нефтенасыщенность - 3,8 до 5,2м, и от 1,3 до 2,9м соответственно; нефтенасыщенная - от 2,2 до 5м, от 3,8 до 5,2м, и от 1,3 до 2,9м соответственно. Водонефтяные контакты залежей различных пластов установлены в пределах отметок от - 139 до - 472м. Глубина залегания нефтяных горизонтов в сводовых частях в апте - от 125 до 170м, в неокоме - от 209 до 253м, в средней юре - от 330 до 465м. Высота нефтяных частей залежей изменяется от 7 до 31м. Коэффициенты нефтенасыщенности - 0,55-0,68. Дебиты нефти в залежах апта - 0,5-3 м³/сут, средней юры - 0,4-12 м³/сут.

Нефти нижнемеловых отложений тяжелые, плотностью - от 895 до 906 кг/м³, малосернистые (0,34%), сильносмолистые (12-34%), малопарафинистые (1,05%). Нефти среднеюрских залежей по плотности значительно легче - от 875 до 881 кг/м³, они также малосернистые и малопарафинистые (1,67-1,77%). Содержание силикагелевых смол в них изменяется от 10 до 14,5%. Выход фракции до 3000°С в нефтях нижнего мела колеблется от 5 до 20%, в среднеюрских нефтях он достигает 25,5%. Режим залежей слабоводонапорный, с переходом в гравитационный. Подошвенные воды хлоркальциевого типа,

плотностью -1095-1163 кг/м³. Дебиты вод незначительны, и в нижнемеловых отложениях изменяются от 0,2 до 6 м³/сут. В среднеюрских отложениях по блокам они значительно выше и изменяются от 4 до 27 м³/сут. (II блок, IV юрский пласт). Месторождение находится в консервации [10].

Подсолевой комплекс. Нефтегазоносность карбонатных платформ Прикаспийской впадины

Открытые к настоящему времени в Прикаспийской впадине месторождения газа, газоконденсата и нефти располагаются практически по всему её периметру, где широко развиты карбонатные породы нижнего, среднего и верхнего карбона (юго-восточный борт).

Геолого-геофизическими материалами в пределах южного борта Прикаспийской впадины выделены Мынтобинская и Северо-Каспийская зоны нефтегазонакопления, приуроченные к соответствующим положительным структурным элементам в подсолевых отложениях.

В пределах Астраханского газоконденсатного месторождения коллекторами для углеводородов служат известняки башкирского яруса. Лучшими коллекторскими свойствами обладают известняки северо-кельтменского и прикамского горизонтов.

На основе геотермических исследований Р.И. Егоровой была составлена для территории Прикаспийской впадины серия геотермических карт на глубинах 4,5-7км. По данным этих карт аномально высокие температуры прослеживаются в районах, примыкающих к акватории Каспийского моря. Северо-Каспийская геотермическая зона располагается в пределах одноименного выступа фундамента, где на глубине 5000м температура составляет 162-186°C, на глубине 7000м – 218-252°C, при геотермических градиентах – 2,8-3,1°C/100м. Температура в кровле подсолевой поверхности – около 150°C.

Высокие перспективы нефтегазоносности подсолевых отложений Прикаспийской впадины, в том числе территории блока Атырау, обусловлены:

- наличием в их разрезе высококачественных мощных нефтегазоматеринских пород;

- совпадением установленных основных зон нефтегазонакопления с очагами генерации углеводородов, обусловленным их генетической связью с высокоамплитудными и значительными по площади тектоно-седиментационными структурами древнего заложения, сложенными карбонатными девонско-каменноугольными отложениями;

- наличием мощной соленосной толщи кунгурского возраста, являющейся региональной крышкой, а также широким развитием зональных крышек в подсолевом комплексе;

- неоднократными инверсионными движениями на мезозойском и современном этапах развития впадины, способствовавшими выделению растворенных в пластовых водах газов в свободную фазу;

– дополнительным подтоком жидких и газообразных углеводородов из центральных областей Прикаспийской впадины к её приподнятым бортовым зонам.

Характерной чертой зон нефтегазонакопления подсолевых отложений Прикаспийской впадины является многоярусное строение и автономность структурных планов карбонатных и терригенных комплексов. Это позволяет прогнозировать развитие в подсолевых толщах различных типов ловушек как антиклинального, так и неантиклинального.

Нефтяное месторождение Тенгиз открыто в 1979г. Приурочено к тектоно-седиментационной структуре коробчатой формы с крутыми крыльями и широким пологим сводом. Доказана нефтеносность верхнедевонских (фамен), ниже- и среднекаменноугольных карбонатных отложений, представленных органогенными, органогенно-обломочными и биоморфными известняками с редкими прослоями и пачками аргиллитов и глинистых известняков. Пористость карбонатных коллекторов включает в себя поровые, порово-кавернозные, трещинные и комбинированные коллекторы с широким интервалом значений пористости и проницаемости. Залежь массивного типа с предполагаемой высотой 1550м. Начальные дебиты нефти достигали 600м³/сут на 8мм штуцере. Начальное пластовое давление - 85-95МПа, температура -106 °С. Плотность нефти - 789-815 кг/м³, сера в нефти - 0,7%, парафин - 3,69%. В растворенном газе сероводород достигает 23,5% [11].

Гидрогеология

Исследуемая площадь расположена в пределах крупного и сложного по своему строению Прикаспийского артезианского бассейна. В нем, с учетом гидродинамических особенностей пластовой водонапорной системы, выделяются два гидрогеологических этажа: нижний, приуроченный к докунгурскому (подсолевому), и верхний – к послекунгурскому (надсолевому) комплексам. Разделяют их регионально развитая водоупорная соленосная толща кунгурского яруса.

Областями питания надсолевого гидрогеологического этажа являются южные отроги Общего Сырта, предгорья Южного Урала и Мугалжары, где отложения пермтриаса и мезозоя выходят на поверхность (абсолютные отметки 200-350м). Напорные уровни, созданные в областях питания, определяют юго-западное и западное направления движения подземных вод в сторону северо-восточной части акватории Каспийского моря. В районе Тенгиза и Каратонского прогиба наблюдается нарастание мощностей мезозойских отложений. Здесь предполагается распространение седиментационных вод, которые при элизионном режиме направляются к крутым бортам прогибов. Зона встречи инфильтрационного и элизионного потоков является благоприятной для формирования, размещения и сохранения нефтяных и газовых залежей. В её пределах окислительная природная обстановка в водоносных комплексах при водонапорном режиме сменяется восстановительной, характерной для условий затрудненного водообмена.

По мере продвижения от северных и восточных областей питания, подземные воды мезозоя вступают в область развития солянокупольной

тектоники. Здесь поток встречает на своем пути многочисленные препятствия в виде соляных куполов, сбросов и грабенов. В результате по всей площади распространения подземного потока водовмещающие отложения прорываются многочисленными водоупорными островами различного размера, иногда соединяющиеся друг с другом соляными перешейками.

Отличительными чертами гидрогеологических условий рассматриваемого района являются: его многоярусность и выдержанность водоносных горизонтов и комплексов по простиранию, наличие сложной солянокупольной тектоники, преобладание в разрезе глинистых и мергелистых слабопроницаемых пород, наличие штоков каменной соли, сравнительно близко подходящих к дневной поверхности.

Эти факторы, наряду с засушливым климатом, слабой естественной дренированностью и отсутствием постоянно действующих водотоков обусловили преимущественное формирование высокоминерализованных подземных вод.

По условиям формирования и залегания подземные воды рассматриваемой территории делятся на две гидродинамические зоны. Верхняя зона характеризуется распространением безнапорных грунтовых вод со свободной поверхностью или слабо напорных подземных вод. К ним относятся водоносные горизонты и комплексы, приуроченные к четвертичным отложениям.

Нижняя зона распространения напорных вод всюду перекрыта мощной мергельно-глинистой водонепроницаемой толщей турон-нижнемиоценовых отложений. К этой зоне приурочены водоносные комплексы и горизонты альб-сеноманских, аптских, неокомских, юрских, триасовых и более древних отложений [12].