

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Оренбургский государственный университет»

Н.Г. Мязина, Е.Б. Савилова

ОСНОВЫ ГИДРОГЕОЛОГИИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ

Учебное пособие

Рекомендовано ученым советом федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Оренбургский государственный университет» для обучающихся по образовательным программам высшего образования специальности 21.05.02 Прикладная геология

Оренбург
2021

УДК 556.3: 626.81+637.67

ББК 26.222

М 99

Рецензент – доцент, кандидат геолого-минералогических наук
А.П. Бутолин

Мязина Н.Г.

М 99 Основы гидрогеологии нефтегазоносных провинций: учебное пособие /
Н. Г. Мязина, Е.Б. Савилова; Оренбургский гос. ун-т. – Оренбург :
ОГУ, 2021. – 109 с.
ISBN

В учебном пособии рассмотрены вопросы гидрогеологии, динамики подземных вод нефтегазоносных провинций на примерах Волго-Уральской, Западно-Сибирской, Южно-Каспийской, Северо-Кавказской, Охотоморской и др.

Учебное пособие предназначено для обучающихся по образовательной программе высшего образования по специальности 21.05.02 Прикладная геология.

УДК 556.3: 626.81+637.67

ББК 26.222

ISBN

© Мязина Н.Г., Савилова Е.Б., 2021

© ОГУ, 2021

Содержание

Введение.....	4
Обозначения и сокращения.....	6
1 Мировая история использования и исследования подземных вод и рассолов нефтегазоносных бассейнов.....	7
2 Формирование подземных вод в нефтегазоносных провинциях	10
2.1 Движение подземных вод. Общие понятия о динамике подземных вод. Элементы фильтрационного потока	10
2.2 Представления о генезисе подземных вод.....	12
2.3 Вертикальная зональность распределения подземных вод	16
2.4 Подземные промышленные воды	27
2.5 Методика анализа геохимических особенностей и условий формирования подземных вод глубоких горизонтов	30
3 Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов палеозойской складчатости.....	33
3.1 Водно – нефтегазоносность.....	33
3.2 Гидрогеологические условия Кудиновского месторождения	41
3.3 Гидрогеологическая характеристика разреза Оренбургской нефтегазоносной области.....	43
4 Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов мезозойской складчатости.....	85
5 Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов альпийской складчатости	90
5.1 Южно-Каспийская нефтегазоносная провинция	90
5.2 Северо-Кавказская нефтегазоносная провинция, (Азово – Кубанская нефтегазоносная область).....	96
5.3 Охотоморская нефтегазоносная провинция	99
6 Экологические требования к подземным водам на месторождениях углеводородов (УВ).....	101
Заключение.....	103
Контрольные вопросы.....	105
Список использованные источники.....	107

ВВЕДЕНИЕ

Предмет и задачи курса

Надвигающийся водный и экологический кризис на планете в связи с использованием и эксплуатацией недр способствует возрастанию роли подземных вод как экономического инструмента. Минеральные богатства подземной гидросферы, заключенные в недрах России и странах СНГ являются не только основным источником хозяйственно-питьевых, но и минеральных, лечебных, лечебно-столовых, промышленных вод, они также вовлечены в образовании углеводородных залежей.

Изучение подземных вод, поисков, разведки и эксплуатации является важной задачей нефтегазовой гидрогеологии.

На уровне современных знаний обобщены и систематизированы обширные данные о состоянии и составе подземных вод нефтегазоносных провинций на территории России и других стран.

Представлены общие закономерности распространения и образования подземных вод в условиях геологического вертикального разреза, их химический состав и свойства, характерные генетические.

Цель курса ознакомление с мировой историей использования, закономерностями распространения и формирования подземных вод, связанных с нефтегазоносными территориями. Это будет способствовать расширению и углублению знаний по данной дисциплине – курсу «Основы гидрогеологии нефтегазоносных провинций», а также ориентировать студентов на решение практических вопросов и закрепление теоретических знаний.

Все разделы пособия написаны авторами по единому плану. Рассмотрены примеры методики пересчета результатов анализа химического состава подземных вод из одной формы в другую, использования поиска попутных компонентов в водах глубоких горизонтов нефтегазоносных областей и их реализации в учебном процессе.

Список литературы охватывает основные фундаментальные и обобщающие работы.

Учебное пособие предназначено для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности Прикладная геология 21.05.02 основных специализаций «Поиски и разведка подземных вод и инженерно-геологические изыскания» и «Геология нефти и газа».

Обозначения и сокращения:

ВРНГК – водоносный региональный нефтегазоносный комплекс;

ВНГК – водоносный нефтегазоносный комплекс;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

ОВ – органическое вещество;

УВ – углеводороды;

ГЗН – главная зона нефтеобразования;

ГЗГ – главная зона газообразования;

НГП – нефтегазоносная провинция;

ВУП – Волго-Уральская провинция;

РОВ – рассеянного органического вещества;

МОГТ – метод общей глубинной точки;

ЮКП – Южно-Каспийская провинция.

1 Мировая история использования и исследования подземных вод и рассолов нефтегазоносных бассейнов

На протяжении тысячелетий нефть собирали с поверхности воды, добывали из неглубоких колодцев на островах Каспийского моря. Пробуренные первые скважины в XIX веке активно фонтанировали и не нуждались в дополнительных приспособлениях для извлечения из них нефти. Затем, когда фонтан истощался, нефть вычерпывали желонкой, однако этот метод был трудоемким малоэффективным. [13]

В 1865 году в Америке на не фонтанирующих скважинах впервые начали применять глубинные плунжерные насосы. Поршень насоса приводился в движение штангой, соединенной с тем же балансиром, который использовался для проводки скважины ударным бурением. Это были предшественники современного станка-качалки. Приводом в большинстве случаев служил двигатель внутреннего сгорания, работавший на попутном газе. Примерно в то же время глубинные насосы для выкачивания нефти появились и в России, однако они долго не получали широкого распространения. В 1874 году насосы впервые применили на нефтепромыслах в Грузии, а в 1876 году – в Баку. С нефтью интенсивно добывались подземные воды называемые подтоварными.

В *Бакинской губернии в XIX веке* в области альпийской активности прогибания земной коры, в которой постоянно и в большом количестве наблюдается и идет выделение сероводорода [6]. Часть его связана с выходами нефти, но он выделяется в особых сероводородных источниках, частью Пиренейского типа, частью метаморфического.

Сероводород очень обычен в выделениях сопок, в артезианских водах, в нефтяных водах. В сопках он наблюдался в газах. В нефтяных водах он выделяется довольно часто. Объясняется это предвзятым и неверным мнением, что его выделение не имеет значения. Количество сероводорода, этим путем выделяемое,

огромно. Благодаря бурению человек совершает большую познавательную и научную работу геологического характера. Наконец, вторичный сероводород наблюдается в минеральных источниках.

Выходы сероводородных источников вместе со струями газов и выделением легкой светлой нефти известны около п. Сураханы, как минимум, с XVIII в. В самом сел. Сураханы вода с сероводородом («серная») выходит на глубинах от 6 до 13 м вдоль так называемого Аташкинского сброса. Здесь восходящий сероводородный источник идет по сбросовой трещине, прорезающей нефтяную свиту Апшеронского разреза; дебит его составлял 4320 л [6].

Азербайджан принадлежит к числу старейших нефтедобывающих районов. Именно здесь ещё в древности над поверхностными выходами газа строились храмы огнепоклонников, здесь зародился и широко использовался колодезный способ добычи нефти. Здесь в 1723 году был построен один из первых в мире нефтеперегонных заводов.

В промышленных масштабах добыча стала развиваться после 1873 года, когда на Балханы – Субачинской площади был получен первый фонтан из скважины, пробуренной механическим способом. В дореволюционные годы были открыты 6 месторождений нефти (Сураханы, Бибизейбат и др.).

После 20-х годов XXв. в результате широкого разворота ГРП были открыты месторождения на Апшеронском полуострове (Кала, Карачухур, Локбатан), в Прикуринской низменности (Кюровдаг, Мишовдаг и др.), на Апшеронском и Бакинском архипелагах (Нефтяные Камни, банка Дарвина, острова Дуванный и Булла). Азербайджан был пионером в освоении морских нефтяных месторождений и кузницей кадров для нефтяной промышленности всего Советского Союза. Многие азербайджанские нефтяники осваивали районы II (ВУП), III Баку (Западная Сибирь). До 1950 г Азербайджан занимал 1 место по добыче нефти в СССР.

За более чем 100 летний период разработки нефтяных месторождений из недр Азербайджана извлечено более 1 млрд. т. нефти (для сравнения в Оренбургской области за 70 лет добыто приблизительно 425 млн.т. нефти).

За открытие и освоение морских месторождений большая группа нефтяников

была удостоена Государственной премии СССР.

Геотермальная вода на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) была получена в пятидесятых годах нефтеразведкой, из пробуренных скважин получили горячую воду. Никому из геологоразведчиков и в голову не могло прийти, что вода может оказаться ценнее нефти и газа. Каждое утро и вечер мы умываемся, пьем, поливаем грядки, цветы. Заводы, фабрики, гидроэлектростанции, корабли, автомобили «испивают» каждый день огромное количество воды. Но вода после употребления никогда не исчезает, как бензин или уголь. Как-то не сразу очертились берега западносибирского подземного геотермального моря. А когда приблизительно измерили его площадь, то оказалось три миллиона квадратных километров! Площадь Средиземного моря почти вдвое меньше. И по запасам воды – горячей воды! – подземное море больше. Не менее чем триллион кубических метров воды вобрало в себя это море. Два Средиземных моря кипятка.

В Азово-Кубанской нефтегазоносной области на территории Краснодарского края в 1864 – 1965 гг. в долине р. Кудако и на Тамани были пробурены первые нефтяные скважины, и в последующие 40 лет в этих местах в небольшом количестве добывалась нефть. С 1906 г. центр буровых работ сместился в пос. Нефтегорск, где были известны естественные источники нефти. 30 августа 1909 г. был днем рождения «большой нефти». Мощный фонтан легкой нефти, бывший с глубины 74 м, привлек внимание нефтепромышленников мира. Начался знаменитый «майкопский бум». Это событие примечательно и тем, что впервые в мире была выявлена залежь нефти неантиклинального типа. Заслуга в расшифровке строения залежи принадлежала начинающему горному инженеру, впоследствии академику, И. М. Губкину, который назвал ее рукавообразной. Лишь много лет спустя подобные «шнурковые» залежи были найдены в США. На территории Тамани, Азовского моря изучался глинистый диапиризм, грязевой вулканизм и бальнеологические водо – грязевые бальнеологические ресурсы.

2 Формирование подземных вод в нефтегазоносных провинциях

2.1 Движение подземных вод. Общие понятия о динамике подземных вод. Элементы фильтрационного потока

Движение жидкости или газа в пористых или трещиновато – пористых средах называется фильтрацией. Фильтрация жидкости обусловлена естественными или искусственными факторами. Естественные факторы могут осложняться искусственными, вызываемыми деятельностью человека (эксплуатация месторождений жидких и твердых полезных ископаемых, работа водозаборов подземных вод и др.).

В настоящей главе рассматривается лишь один вид движения жидкости в пористой среде – фильтрация гравитационных вод.

В том случае, когда вода не полностью заполняет все пустоты породы, ее движение происходит в виде отдельных капелек или струек. Такое движение воды называется свободным просачиванием. Оно может наблюдаться в зоне аэрации при выпадении атмосферных осадков, если основная масса породы не насыщена полностью инфильтрующейся водой. Движение воды происходит под действием ее гравитационной массы, без передачи гидростатического давления.

В зоне полного насыщения, где гравитационные воды образуют водоносные горизонты, их фильтрация происходит под влиянием гидростатического давления от мест с большими к местам с меньшими напорами.

В гидродинамическом отношении воды этой зоны разделяют на воды со свободной поверхностью и воды напорные. К водам со свободной поверхностью, часто не совсем правильно называемым безнапорными, относятся грунтовые воды и редко межпластовые, когда водоносный горизонт насыщен водой не полностью. Статический уровень таких вод устанавливается на глубине их вскрытия.

В том случае, когда воды полностью насыщают пласт заключенный между двумя другими непроницаемыми или весьма слабопроницаемыми пластами, они

являются напорными. При вскрытии такого пласта воды поднимаются выше его кровли, образуя некоторую условную поверхность, называемую пьезометрической. Если эта поверхность располагается выше поверхности земли, то в скважинах, вскрывших этот напорный горизонт, происходит самоизливание, или фонтанирование.

Основным законом, которому подчиняется движение подземных вод, является **закон Дарси**. При определенных условиях этот закон может нарушаться. Однако при движении грунтовых вод в большинстве случаев закон Дарси остается справедливым (линейным).

Следуя закону Дарси, можно определить количество воды, проходящей через породу в единицу времени. Оно будет прямо пропорционально площади поперечного сечения потока и величине напора и обратно пропорционально длине пути фильтрации:

$$Q = \frac{k_{\phi} \times F \times \Delta H}{L}, \quad (1)$$

где Q – объемный расход фильтрующейся воды, м³;

F – площадь поперечного сечения потока, м²;

ΔH – разность напоров в двух сечениях, м;

L – расстояние между этими двумя сечениями, м;

k_{ϕ} – коэффициент пропорциональности, называемый коэффициентом фильтрации, который зависит от физических свойств породы и фильтрующейся жидкости.

Пьезометрический напор в любой точке потока подземных вод может быть определен на основании уравнения Бернулли:

$$H = \frac{p}{\gamma} + z, \quad (2)$$

где H – приведенный напор, м;

p – гидростатическое давление в данной точке потока, Па;

γ – объемный вес жидкости, г/см³;

z – высота данной точки над выбранной плоскостью сравнения, м.

Отношение $p/\gamma = h$ называют пьезометрической высотой, или пьезометрическим напором, и измеряют в метрах,

Отношение $\Delta H/L$, характеризующее величину падения напора на единицу длины пути фильтрации, называют градиентом напора или гидравлическим уклоном, и обычно обозначают буквой I .

Произведя замену в формуле 1, получим в общем виде уравнение расхода фильтрационного потока:

$$Q = k_{\phi} \times F \times I, \quad (3)$$

Разделим обе части уравнения на величину площади поперечного сечения потока F . Отношение Q/F , характеризующее расход фильтрующейся воды, отнесенный к единице поперечного сечения потока, называется скоростью фильтрации.

Если в формуле напорный градиент принять за единицу, то получим

$$v = \frac{Q}{F} = k_{\phi} \times I, \quad (4)$$

Следовательно, коэффициент фильтрации равен скорости фильтрации при значении градиента напора, равном единице. Коэффициент фильтрации может быть выражен в м/сут и м/ч, если скорость фильтрации имеет размерность м/сут и м/ч соответственно.

2.2 Представления о генезисе подземных вод

Подземные воды по происхождению можно подразделить на:

- 1) инфильтрационные;
- 2) конденсационные;
- 3) седиментационные;
- 4) органического происхождения.

Инфильтрационные воды

Инфильтрационные воды образуются вследствие просачивания, или инфильтрации атмосферных осадков и поверхностных вод морей, озер, рек, ручьев и т. д. в проницаемые или трещиноватые горные породы.

Обычно различают субэвральную, или наземную, инфильтрацию метеорных вод и субаквальную, или подводную, инфильтрацию морских, озерных и речных вод, т. е. в данном случае речь идет о просачивании, втекании (инфлюации) воды в коренные породы, обнажающиеся ниже уровня воды в водоеме. Кроме того, различают древнюю и современную инфильтрацию. Древняя инфильтрация происходила в минувшие геологические эпохи и прекратилась в связи с погружением земной коры, в пределах которой распространены были области питания, и перекрытия последних более молодыми осадками. Современная инфильтрация происходит в настоящее время, но начало процесса в некоторых случаях может относиться к более ранним этапам геологической истории того или иного исследуемого региона.

Таким образом, инфильтрационные воды по происхождению могут относиться к современному этапу геологической истории или к более древним этапам.

Грунтовые и артезианские воды в зонах между областью питания и областью разгрузки, а частично и воды, контактирующие с водами застойных зон, имеют инфильтрационное происхождение.

При благоприятных геологических условиях в пластах – резервуарах, в которых происходит движение вод от области питания к областям разгрузки, инфильтрационные воды из области питания, как правило, достигают нефтяных залежей. Движущимися водами нефтяные и газовые залежи часто смещаются в направлении стока вод, происходит процесс разрушения залежей нефти и газа.

Конденсационные воды

Конденсационные воды возникают вследствие проникновения паров воды из воздуха в почву и горные породы, где перемещение их происходит в результате разности упругости водяного пара при различных температурных условиях почвы и горных пород. Иными словами, перемещение паров воды в почве и горных породах происходит от мест с большей упругостью водяного пара к местам с меньшей его упругостью.

А. Ф. Лебедевым и другими советскими исследователями установлено большое значение парообразной влаги для образования почвенных вод. Обычно воды, возникшие в горных породах вследствие конденсации паров воды, рассматривают совместно с водами инфильтрационными.

По мнению некоторых исследователей, в пустынях питание грунтовых вод иногда происходит за счет влаги, образующейся за счет конденсации.

Седиментационные воды

Седиментационные воды – это воды, сформировавшиеся в процессе осадкообразования. В течение геологической истории они изменяются, но сохраняются в образованиях определенного бассейна осадконакопления. Таким образом, осадки, отлагающиеся в водной среде, насыщаются водой бассейна, в котором происходил процесс осадконакопления.

Молодые осадки (илы, глины) обычно рыхлые и обладают пористостью, достигающей 80 %– 90%. Количество воды в илах колеблется от 40% – 50 до 90% и более. Содержание воды в свежесоздаваемых в бассейне песках составляет 15% – 30%. Эти цифры дают возможность судить о тех количествах воды, которые оказываются захороненными в процессе осадкообразования.

В первые периоды после отложения осадков в процессе уплотнения илов происходит потеря воды; из илистых осадков она снова перемещается в придонные участки моря. Все же в осадках остается такое количество воды, которое необходимо

для насыщения пор пород. Некоторое количество седиментационной воды, по-видимому, идет на процессы образования ее связанных форм, а другая часть при уплотнении осадков отжимается в горные породы, которые могут служить коллекторами подземных вод, где происходит скопление последних в капельно-жидкой форме. О характере процессов уплотнения глин, а следовательно, и о выжимании из них седиментационных вод можно судить по графику Н. Б. Вассоевича. [21] Кривая, изображенная на рисунке 2.1, показывает, что пористость глин с увеличением глубины их залегания уменьшается. Так, на глубине 400 – 500 м она составляет около 35%, на глубине 2000 м она уже меньше 20% и на глубине 3000 м – меньше 10%.

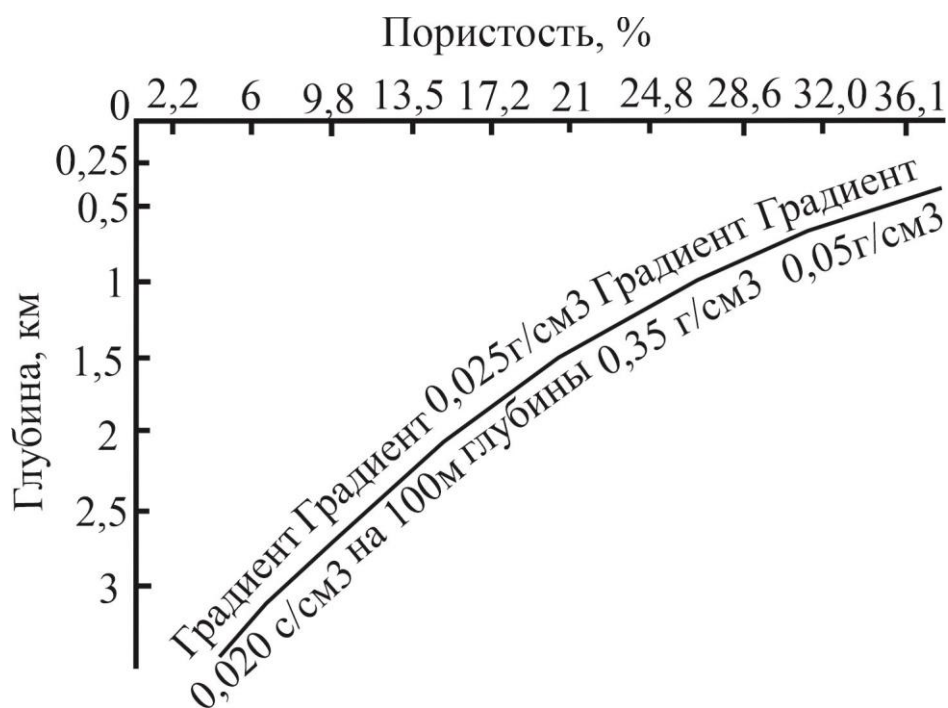


Рисунок 2.1 – Типовая кривая уплотнения глин с глубиной (Н.Б. Вассоевич)

Подземные воды морского генезиса обладают рядом характерных особенностей, которые довольно резко отличают их от вод инфильтрационного происхождения. Химический состав этих вод близок к морскому солевому комплексу с соотношением $Cl > SO_4 > CO_3$ и $Na > Mg > Ca$. В их составе обычно присутствуют йод и бром. В морской воде нормальной солености хлор – бромный коэффициент равняется 300 (А. П. Виноградов). В седиментационных водах это соотношение приближается к

таковому в водах моря.

Седиментационные воды в последующие этапы геологической истории, при образовании различных структурных форм, играют большую роль в процессе формирования запасов вод различных пористых и трещиноватых пластов артезианских бассейнов. Седиментационные воды обычно приурочены к глубоко погруженным хорошо закрытым структурам. В таких структурах часто обнаруживают залежи нефти и газа. Иногда эти воды сохраняются в течение длительных промежутков времени в тектонически изолированных блоках или в выклинивающихся пластах.

Воды органического происхождения

В процессе отложения минеральных осадков в водной среде происходит захоронение и органических веществ. Многие остатки животных и растений кроме воды содержат довольно большое количество йода, калия. Захороненные органические вещества при распаде выделяют воду и микроэлементы. Наряду с седиментационными водами и иногда водами другого генезиса они принимают участие в формировании запасов вод закрытых структур и, в частности, вод нефтяных и газовых месторождений.

2.3 Вертикальная зональность распределения подземных вод

При формировании осадочного бассейна выделяются две основные стадии: диагенетическая и катагенетическая, и две вторичные стадии: метаморфогенез и гипергенез.

Стадия диагенеза (перерождение) – превращение осадка в осадочную породу без участия горообразовательных процессов. При этом процессе происходит уплотнение и обезвоживание осадка, его цементация, частичная

перекристаллизация, обессоливание и другие процессы. Частично мигрируют воды в коллектора или в водоносные горизонты. Диагенетическая стадия для УВ наступает на глубине погружения осадков до 0,2 – 0,5 км и температуре 50 °С– 60 °С с преобладанием в 20 °С –30 °С. [6]

Катагенез – физико-химические преобразования происходящие с осадочными породами в условиях непрерывного роста давления и температуры, вплоть до их превращения в метаморфические породы. Степень или интенсивность катагенетических превращений сначала была разработана для углей, так называемая углемарочная шкала катагенетических превращений, которой соответствуют разные марки углей, начиная от торфа и до антрацита. В соответствии с этапами углефикации выделены три стадии катагенеза: начальная или протокатагенез, средняя или мезокатагенез, поздняя или апокатагенез. Этим стадиям соответствует образование бурых, каменных углей и антрацитов.

С этими стадиями углефикации были увязаны стадии преобразования РОВ (рассеянного органического вещества) в битумоиды. Битумоиды возникают еще на диагенетической стадии, но максимум генерации и отток микронефти относится к стадии мезокатагенеза. Зона мезокатагенеза располагается на глубинах 1,5 – 6 км в интервале температур 70 °С – 180 °С. Максимум в нефтеобразовании – главная зона нефтеобразования (ГЗН, нефтяное окно) – находится на глубинах 1,5 – 4,5 км при температуре 80 °С – 150 °С. Ниже 5 – 6 км при температуре более 180°С –220°С происходит термokatалитический распад нефти и генерация высокотемпературного метана, т.е. образование газа. Таким образом, ниже ГЗН располагается главная зона газообразования (ГЗГ), которая соответствует подстадии апокатагенеза. Процесс преобразования ОВ в УВ носит многоступенчатый характер, при этом на каждой стадии преобразование ОВ происходит под воздействием биохимических, геохимических, физико – химических, тектонических, термобарических факторов.

По мере погружения осадков, ОВ переходит из одного качественного состояния в другое. Этот процесс сопровождается как распадом более сложных УВ соединений, так и новообразованием низкомолекулярных соединений уже

нефтяного ряда. По мере этих преобразований с наступлением определенных термобарических условий скачкообразно усиливается образование уже типичного для нефтей семейства УВ соединений, которые и являются источником накопления нефтей в залежах.

По своей способности содержать в себе жидкие и газообразные флюиды породы осадочного чехла делятся на коллекторы и неколлекторы (флюидоупоры).

Коллектор – это горная порода, способная аккумулировать, накапливать, сохранять и отдавать подвижные вещества, то есть воду, нефть и газ при разработке. К коллекторам относятся пески, песчаники, алевролиты, рифовые и органогенные известняки, доломиты и другие пористые породы вплоть до магматических.

Неколлекторы или *породы-покрышки* (флюидоупоры) – это породы непроницаемые для воды, нефти, газа. Они образуют экраны на путях миграции УВ и удерживают нефть и газ в коллекторе, не дают им рассеяться.

Основными физическими параметрами, определяющими коллекторские и ёмкостные свойства горных пород является пористость и проницаемость.

Пористость (пустотность) – это ёмкость коллектора, то есть наличие в породах пустотного (порового) пространства, не заполненного твердым веществом.

Проницаемость – это свойство породы пропускать через себя воду и другие жидкости и газы при перепаде давления.

Пористость

Пористость бывает полная или абсолютная – это объем всех пор, находящихся в породе.

Открытая пористость – это объем пор, сообщающихся между собой (то есть кроме пор запечатанных).

Количественно пористость выражается коэффициентом общей пористости, который представляет собой отношение объема всех пустот к объему всей породы, содержащей эти пустоты:

$$K_{II} = \frac{V_{пор}}{V_{обр}}, \quad (4)$$

где

$V_{пор}$ – объем всех пустот;

$V_{обр}$ – объем всей породы.

В нефтепромысловой практике наиболее важен и используется K_{II} , в числителе которого учитывается лишь объем сообщающихся пор $V_{обр}$.

По величине поровых каналов коллектора подразделяются на 3 группы:

- 1) сверхкапиллярные – диаметр 2 – 0,5 мм;
- 2) капиллярные – диаметр 0,5 – 0,0002 мм;
- 3) субкапиллярные с сечением менее 0,0002 мм.

По сверхкапиллярным порам движение жидкости и газов происходит свободно под действием силы тяжести. По капиллярным – при значительном участии капиллярных сил. По субкапиллярным движение жидкостей и газов практически невозможно. Они находятся в связанном состоянии образуя пленку на стенках.

Теоретически максимальная пористость ($K_{II}=47,6\%$) может быть при идеально окатанных и равновеликих зернах (шарах) при их кубической упаковке.

При ромбической упаковке коэффициент $K_{II} = 25,9\%$.

На практике K_{II} изменяется в широких пределах от нескольких процентов до 35 – 40 %. В большинстве случаев от 12 % до 25%. При K_{II} менее 5% – 6% порода практически непроницаема.

Образование пустот в породе и генетические типы пор в водоносных коллекторах классифицируют как:

1. Поры межзерновые в терригенных обломочных породах, образовавшихся естественным путем в процессе осадконакопления. Это пустоты между зернами или гранулами пород. Поэтому и пористость и коллекторы этого типа называются поровыми, межзерновыми или межгранулярными.

2. Поры растворения или каверны образуются под воздействием пластовых циркуляционных вод и преимущественно находятся в карбонатных породах. Каверны образуются в результате выщелачивания, растворения подземными водами либо карбонатного цемента, скреплявшего зерна в осадочной породе, либо самих карбонатных пород, либо каких-то минералов, находившихся в составе пород.

3. Поры, образующиеся за счет химического превращения осадка. Например, доломитизация – превращение известняка в доломиты, сопровождаемое уменьшением объема породы, то есть появлением дополнительных пор и трещин.

4. Поры, образованные за счет растрескивания пород, в зонах растяжения земной коры по плоскостям нарушений. Это тектоническая трещиноватость. Кроме них различают ещё трещины литологические, образующиеся за счет уплотнения осадка в стадии диагенеза или за счет перекристаллизации породы на стадии катагенеза.

5. Поры, образованные за счет процессов повторного выветривания, особенно в карбонатных породах.

6. Выделяются также биопустоты сохранившиеся внутри скелетов раковин (межперегородочные камеры) или пустоты межраковинные в известняках – ракушечниках.

Из перечисленных путей образования пустот первый и шестой являются первичными, четыре других – вторичны.

Типы коллекторов

В зависимости от характера и происхождения порового пространства водоносные коллектора делятся на 5 основных групп: поровые, каверновые, трещинные, биопустотные и смешанного типа.

Поровые или межзерновые коллекторы формируются в основном в терригенных породах, состоящих из обломочного материала, скрепленного в той или иной степени цементом (глинистым, карбонатным, кремнистым). На величину пористости влияют следующие факторы: форма зерен (изометричное, угловатое,

плоское), степень окатанности, степень отсортированности, характер взаимного расположения зерен (укладка), наличие цемента. Рост давления с глубиной (стенки пор при этом смыкаются).

Кавернозность в отличие от пористости характерна для карбонатных пород, подверженных процессам растворения. Каверны от обычных пор отличаются лишь размерами. Обычно к кавернам относятся пустоты с сечением не менее 2 мм, то есть сверхкапиллярные поры переходят в каверны. Каверны возникают за счет растворения цемента или выщелачивания каких либо минералов (солей, кальцита), оолитовых образований известняка и др. пород.

Мощные системы пещер в известняковых породах также представляют собой каверны выщелачивания. Трещиноватость горных пород или трещинная емкость образуется за счет растрескивания пород, нарушения их сплошности. Трещиноватости подвержены породы крепкие, плотные, низкопоровые, но хрупкие. Наличие в такой породе разветвленной системы трещин и создает их коллекторскую ёмкость. По степени раскрытости, то есть по расстоянию между стенками, образующими трещину, они делятся на макротрещины – более 0,1 мм и микротрещины – менее 0,1 мм. Макротрещины видны невооруженным глазом, а микротрещины различимы лишь в шлифах. Трещинный тип коллекторов в чистом виде встречается очень редко. Как правило, трещиноватые участки породы имеют дополнительную емкость за счет пористости и кавернозности. Биопустотные коллектора характерны для органогенных известняков. Пустоты в них бывают внутрираковинные и межраковинные. Имеют широкое распространение в рифовых постройках.

Проницаемость горных пород

Проницаемость – это способность породы пропускать через себя жидкости и газы при перепаде давления.

Проницаемость определяет способность перемещения и возможность отдачи породой нефти, газа и воды.

Проницаемость не может служить мерой насыщенности пород нефтью, газом и водой. Даже плохо проницаемые породы (глины) могут содержать в своих порах большее количество флюидов, но они, как правило, с большим трудом могут выделяться из таких пород.

Проницаемость выражается коэффициентом проницаемости $K_{пр}$ и измеряется мкм^2 (микрометр²).

$$K_{пр} = \frac{V \times \mu \times \Delta L}{P_1 - P_2}, \quad (5)$$

где

$P_1 - P_2$ – это перепад давления;

μ – вязкость проходящих через породу веществ;

ΔL – путь, протяженность фильтрации при перепаде давлений.

Коэффициент $K_{пр}$ прямо пропорционален объему жидкости, её вязкости и протяженности (пути) фильтрации и обратно пропорционален перепаду (разности) давлений на этом пути.

Проницаемость – это важнейшее свойство пород-коллекторов, на знании и учете которой базируются методы рациональной разработки нефтяных и газовых месторождений.

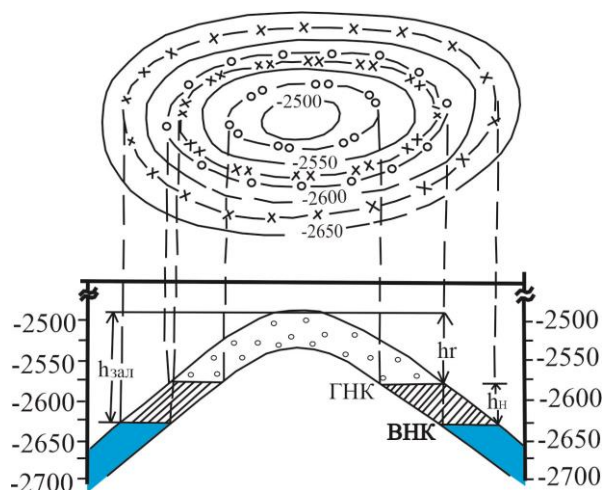


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема пластовой сводовой залежи

1 – нефтяная часть залежи; 2 – внешний контур нефтеносности; 3 – внутренний контур нефтеносности; 4 – газовая часть залежи; 5 – внешний контур газоносности; 6 – внутренний контур газоносности

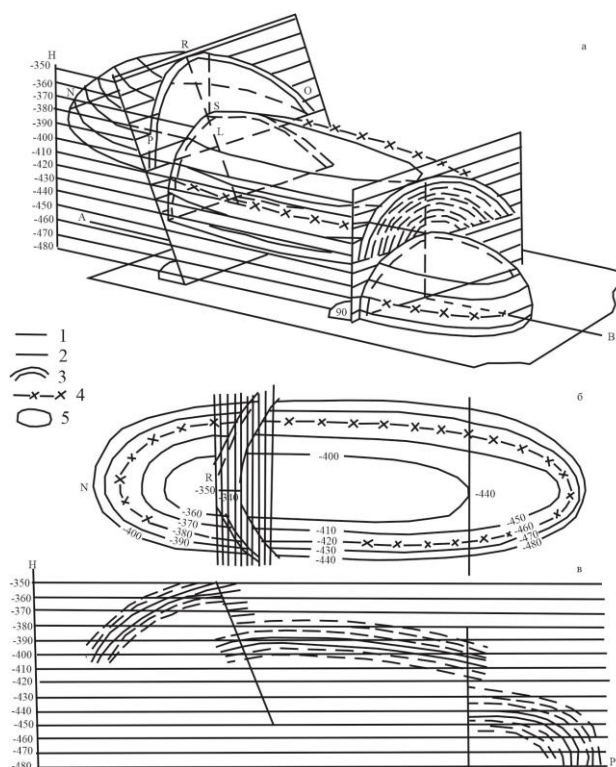


Рисунок 2.3 – Пластовый водо-нефте-газовый коллектор, разбитый на блоки:
 а – общий вид; б – план; в – профиль; 1 –стратоизогипсы экранирующей плоскости; 2 – стратоизогипсы кровли пласта; 3 – линии пересечения кровли и подошвы пласта с экранирующей плоскостью; 4 – водонефтяной контакт; 5 – залежь

Литологические особенности пород – коллекторов

Коллектора в осадочном чехле подразделяются на карбонатные и терригенные.

Терригенные коллектора – сложены зернами, обломками пород и минералов терригенного состава и скреплены каким-либо цементом (глинистым, кремнистым, карбонатным и др.).

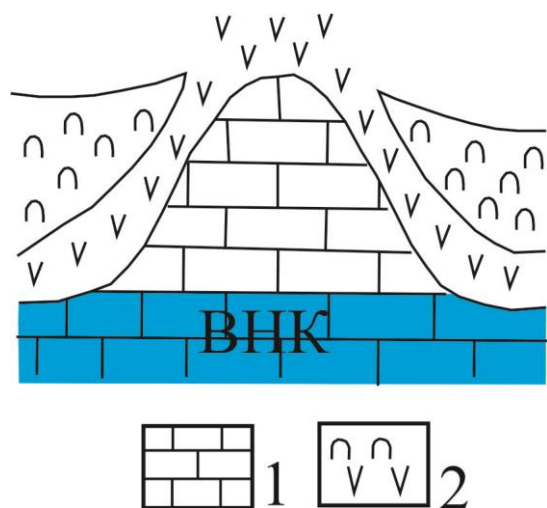
На структуру порового пространства, а, значит, и на проницаемость пород влияет форма, размер, окатанность самих зерен, а также примеси глинистого материала, тип цементации, сорбционная способность минералов. Чем мельче зерна и хуже их сортировка, тем ниже проницаемость пород. Например, песок в сравнении с песчаником обладает гораздо более высокими фильтрационными свойствами. Из глин наибольшее влияние на снижение проницаемости оказывает монтмориллонит,

отличающийся высокой набухаемостью под действием воды. Вода попадает в кристаллическую решетку монтмориллонита, объем его резко увеличивается, он заполняет собой все свободные поры.

Лучшим коллекторами являются пески, песчаники, алевролиты, иногда гравелиты, а также трещиноватые сланцы.

Карбонатные коллекторы. Емкость карбонатных коллекторов складывается из межгранулярной, трещинной и каверновой пористости. В отличие от терригенных коллекторов, где пористость имеет первичный характер, то есть она сингенетична осадку, формируется в процессе осадконакопления, в карбонатных коллекторах преобладает вторичная пористость, эпигенетическая, то есть возникшая на стадии катагенеза осадков вследствие их выщелачивания в зонах активного водообмена и выноса части минеральной массы. Росту вторичной пористости способствует также процесс карстобразования, который наиболее активно проходит в зонах трещиноватости. На больших глубинах в зонах циркуляции высокоминерализованных пластовых вод поры могут зарастать минералами второй генерации, преимущественно кальцитом.

Лучшие коллектора – рифогенные известняки, доломиты, трещиноватые известняки и трещиноватые мергели.



ВНК-водонефтяной контакт

1 – известняк, 2 – ангидрит

Рисунок 2.4 – Рифовый коллектор подстилаемый водоносным горизонтом под всей площадью рифового тела

Водоупоры (Флюидоупоры)

Это практически непроницаемые породы, через которые фильтрация УВ очень слаба или невозможна. Перекрывая породы-коллекторы, они образуют покрышки для залежей нефти и газа.

Лучшим покрышками являются соленосные толщи и глины.

Экранирующие свойства покрышек зависят от их литологического состава, мощности, выдержанности и вторичных изменений (главным образом трещиноватости).

По составу глины бывают каолиновыми, монтмориллонитовыми гидрослюдистыми, хлоритовыми и др. Наилучшие, то есть более надежными изолирующими свойствами обладают набухающие глины (монтмориллонит и каолиниты).

Минимальные мощности глинистой покрышки при очень хороших её изолирующих свойствах не менее 5 метров. На практике крупные залежи нефти и газа имеют перекрывающие покрышки в сотни метров.

В основе всех гидрогеологических и нефтегазовых объектов лежит природный резервуар – это естественноеместилище для нефти, газа и воды, где они могут свободно циркулировать.

Всякий природный резервуар представляет собой породу – коллектор, заключенный в непроницаемые породы – флюидоупоры. Таким образом сочетание коллектора и неколлектора, то есть проницаемых и непроницаемых пород в недрах образуют природные резервуары, которые при благоприятных структурных условиях могут содержать в себе скопления воды, нефти и газа и, таким образом образовывать месторождения.

Природные резервуары осадочных бассейнов

Выделяют 4 типа природных водных резервуаров:

– пластовые;

- массивные;
- литологически ограниченные со всех сторон;
- пластово – массивные (комбинированные).

Пластовый резервуар – это проницаемый пласт – коллектор, ограниченный флюидоупорами в кровле и подошве (рисунок 2.5 а). Содержит не только углеводородный флюид, но и воду разной солености.

Массивный резервуар представляет собой большую толщу (несколько сот метров) проницаемых пород, перекрытую флюидоупором. Это может быть высокоамплитудная пликативная структура, рифовый массив или эрозионно-тектонический выступ. Залежи углеводородов (УВ) в таких резервуарах контролируются лишь породами-покрышками, залегающими в кровле и с боков коллектора, поэтому внутренний контур нефтеносности (газоносности) в них отсутствует. Породы – коллекторы, слагающие массивные резервуары могут быть литологически однородными или неоднородными, соответственно этому выделяют *однородно–массивные* (рисунок 2.5 б) и *неоднородно-массивные* (рисунок 2.5 в) природные резервуары. В большинстве случаев однородно – массивные резервуары распространены в карбонатных породах, а неоднородно – массивные – сложены чередующимися карбонатными и терригенными породами – коллекторами.

Литологически ограниченные резервуары – это линзовидные проницаемые тела, заключенные в толще непроницаемых пород (рисунок 2.5 г). Это могут быть линзы песчаников среди глин, очаги трещиноватости среди плотных пород, локальная кавернозная зона, возникшая в карбонатных породах за счет выборочного выщелачивания подземными водами.

Пластово – массивные резервуары. В природе часто встречаются переходные типы резервуаров: пластово – массивные, неправильно массивные и т.д. наиболее распространены пластово – массивные (рисунок 2.5 д). Такие резервуары возникают при частом чередовании проницаемых и непроницаемых пластов, которые сообщаются между собой через так называемые «окна» в непроницаемых пластах, через зоны трещиноватости, через проводящие тектонические нарушения.

Такие резервуары на отдельных участках имеют характер пластовых, но в целом выступают как массивные, то есть представляют собой единую гидродинамическую систему, вследствие чего ВНК (водо-нефтяной контакт) или ГНК (газо-нефтяной контакт) находятся на одной гипсометрической отметке.

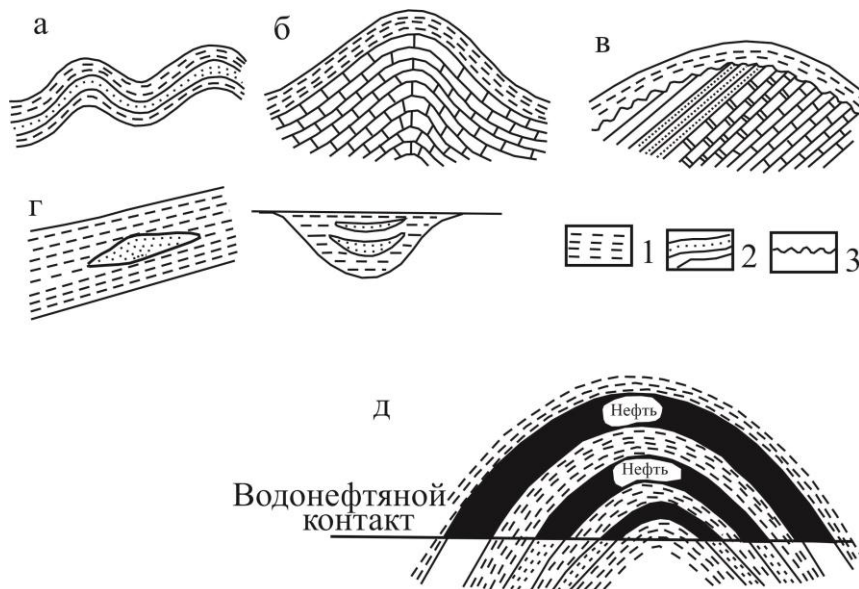


Рисунок 2.5 – Виды флюидных резервуаров

а – пластовый; б – однородно-массивный; в – неоднородно-массивный; г – литологически ограниченный; д – пластово – массивный

Породы: 1 – непроницаемые; 2 – проницаемые; 3 – размыв

2.4 Подземные промышленные воды

Промышленные воды – природные воды с концентрацией элементов, обеспечивающей экономически целесообразную их добычу и переработку в конкретных гидрогеологических условиях. Они являются нетрадиционным видом полезных ископаемых и представляют собой гидроминеральное сырьё. Основной показатель промышленных вод – содержание ценного компонента, которое изменяется от долей мг/дм³ до сотен г/дм³ относительно минимально нормируемого значения. Гидроминеральное сырьё объединяет подземные, поверхностные и техногенные сточные воды, содержащие целый набор элементов промышленного значения.

Подземные воды – солёные воды и рассолы нефтегазоносных провинций и бассейнов, артезианских бассейнов платформенных областей, краевых прогибов и межгорных впадин (KCl, NaCl, CaCl₂, Na₂CO₃, Mg, Br, B, I, Li, Rb, Sr), трещинные воды гидрогеологических массивов, рифтовых зон (NaCl, Zn, Cu, Pb, Fe, Ag, Li, Br), *термальные воды* вулканических областей (B, NH₄, Ge, W, Cs, Li, As).

Поверхностные воды – морские (NaCl, CaSO₄, Mg, Br, K, U, Li, B), озёрные (KCl, NaCl, CaCl₂, K₂SO₄, Na₂SO₄, Mg, K, S, Br, Rb, Li).

Рассолы нефте- и солепромыслов, рудников и шахт, теплоэнергетических и опреснительных установок, техногенные сточные воды, сточные воды геотехнологических предприятий (Br, B, I, CaCl₂, NaCl, Zn, Pb, Fe, Ag, Li, Rb).

Ценность промышленных вод и перспективы их переработки определяются рядом факторов:

- наличием значительных запасов месторождений;
- экологической чистотой добычи и производства продукции, исключая нарушение состояния окружающей среды, дробление и измельчение огромных масс горных пород и применение сложных технологических схем обогащения руды;
- возможностью использования метода испарительного концентрирования (вымораживания) вод с последовательным выделением солей;
- максимальной автоматизацией добычи сырья и переработкой его в заводских условиях;
- удешевлением проводимых работ и низкой себестоимостью получаемого продукта.

В таблице 2.1. представлены промышленные концентрации попутных компонентов в пластовых водах нефтегазовых месторождений.

Таблица 2.1 – Рекомендуемые минимальные промышленные концентрации попутных компонентов

Основное или попутное полезное ископаемое	Попутные компоненты	Промышленная концентрация*
1	2	3
Пластовые воды	Йод	10 мг/л
	Бром	200 мг/л
	Окись бора	250 мг/л
	Литий	10 мг/л
	Рубидий	3 мг/л
	Цезий	0,5 мг/л
	Стронций	300 мг/л
	Германий	0,05 мг/л
	Вольфрам	0,03 мг/л
	Магний	100 г/л
	Калий	1000 мг/л
Нефть	Сера	0,5 %
	Ванадий	120 г/т
	Никель	120 г/т
	Титан	120 г/т
Конденсат	Сера	0,5 %
Свободный газ и газ газовых шапок	Этан	3 %
	Сероводород	0,5 %
	Гелий	0,05 %
	Диоксид углерода	15%
Растворенный газ	Этан	3 %
	Пропан-бутаны	0,9 %
	Сероводород	0,5 %
	Гелий	0,035 %

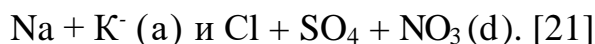
*при утверждении соответствующих регламентирующих документов минимальные промышленные концентрации попутных компонентов принимаются в соответствии с регламентирующими документами.

2.5 Методика анализа геохимических особенностей и условий формирования подземных вод глубоких горизонтов

Существуют несколько используемых классификаций природных вод по химическому составу углеводородных месторождений.

На практике для систематизации используются классификации Пальмера и В.А. Сулина.

К л а с с и ф и к а ц и я П а л ь м е р а . Раньше она широко применялась геологами-нефтяниками при изучении вод нефтяных и газовых месторождений. В основу этой классификации положено деление на классы по соотношению



По преобладанию тех или иных ионов в воде Пальмер подразделяет все воды на пять классов, согласно следующим соотношениям:

для класса **I** $d < a$,

для класса **II** $d = a$,

для класса **III** $a < d < a + b$,

для класса **IV** $d = a + b$

и для класса **V** с кислыми водами $d > a + b$, где b – содержание $\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$ в мг-экв/л.

Сочетая ионы по принципу Фрезениуса, Пальмер вычисляет содержание гипотетических солей в %-экв, которые **объединяет** в шесть групп и называет их качеством воды:

1-я соленость (соли $\text{Na}^+ + \text{K}^-$ и сильных кислот);

2-я соленость (соли Ca^{2+} и Mg^{2+} сильных кислот);

3-я соленость (соли Fe и сильных кислот);

1-я щелочность (соли Na^+ и K^+ и слабых кислот);

2-я щелочность (соли Ca^{2+} и Mg^{2+} и слабых кислот);

3-я щелочность (Fe^{3+} и H^+ в сочетании со слабыми кислотами). [21]

Например, вода из скв. 109 Туймазы будет характеризоваться по Пальмеру так:

Первая соленость 58,30%-экв; 1-я щелочность – отсутствует.

Вторая соленость 39,70 %-экв; 2-я щелочность 2,0%-экв.

Третья соленость – отсутствует; 3-я щелочность – отсутствует.

Система классификации вод Пальмера имеет ряд существенных недостатков.

Некоторые из них следующие:

1. независимо от минерализации вод она позволяет сопоставлять между собой различные по составу воды и устанавливать между ними сходство;

2. в одну группу объединяют компоненты, имеющие различные геохимические обстановки формирования.

Формула Курлова в тексте используется для обобщения гидрохимических материалов:

$$\text{Газы (H}_2\text{S, S и д. М)} = \frac{\text{ClHCO}_3\text{SO}_4}{\text{NaCaMg}} \text{PhTD}, \quad (6)$$

Значения анионов и катионов записываются в %-экв, где

М – минерализация;

Т – температура;

pH – реакция среды;

D – дебет.

К л а с с и ф и к а ц и я В . А . С у л и н а . Эта классификация имеет широкое применение на углеводородных месторождениях России.

В рассматриваемой классификации природные воды подразделяются на четыре типа:

1) сульфатно – натриевый;

2) гидрокарбонатно – натриевый;

3) хлор – магниевый;

4) хлор – кальциевый.

В свою очередь каждый тип подразделяется на три группы вод: гидрокарбонатную, сульфатную и хлоридную, а каждая группа включает три подгруппы вод: кальциевую, магниевую натриевую. Принадлежность природных вод к тому или иному типу устанавливают по соотношению отдельных ионов, которые

выражены в эквивалентной форме. По величине коэффициента $r_{Na+K/rCl}$ определяется принадлежность воды к родственным типам.

Если $r_{Na+K/rCl} > 1$ – вода относится к гидрокарбонатному или сульфатному типу.

А при значении этого коэффициента меньше единицы $r_{Na+K/rCl} < 1$ – к хлоркальциевому типу.

3 Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов палеозойской складчатости

В плане нефте–газо–гидро–геологического районирования *Волго–Уральская нефтегазоносная провинция* имеет сложное строение, занимает одноименную структуры по территории Волгоградской, Саратовской, Оренбургской, Пермской, Самарской, Нижегородской, Кировской, Ульяновской, Пензенской областей, республик Татарстан, Башкортостан и одного автономного округа – Коми – Пермского. Общая площадь провинции составляет 700 тыс. км².

Волго – Уральская нефтегазоносная провинция приурочена к восточной части Восточно – Европейской платформы и Предуральскому прогибу; ограничена на севере и востоке Тиманом, Уралом, на юге граничит с Прикаспийской синеклизой, на западе с Воронежским сводом и Токмовско – Сысельской системой сводов, в пределах которых наиболее приподнятые части фундамента залегают на отметках от 0 до 1700 м.

3.1 Водо – нефтегазоносность

Водоносный региональный нефтегазоносный комплекс (ВРНГК) или просто водоносный нефтегазоносный комплекс (ВНГК) представляют собой определенные литолого –стратиграфические подразделения в разрезе, характеризующиеся региональной нефтегазоносностью, разделенные между собой водоупорами (флюидоупорами), имеющие распространение на обширных территориях с охватом многих крупных геоструктурных элементов в пределах нефтегазоносных бассейнов или провинций.

В осадочных породах Волго – Уральской нефтегазоносной провинции выделяют 8 водоносных региональных нефтегазоносных комплексов:

I. Эйфельско – франкий терригенно – карбонатный (эмский, эйфельский, живетский ярусы среднего девона и пашйский, кыновский, саргаевский горизонты

нижнего франа).

II. Франско – турнейский карбонатный (доманиковский горизонт среднего франа, верхний фран, весь фамен и турнейский ярус нижнего карбона).

Скважиной 251-Кичкасская в интервале 3042 – 3082 м из фаменского водоносного коллектора опробованы хлоридные натриевые рассолы с минерализацией 156 г/дм³, с содержанием, йода 2.0, брома 200 мг/дм³.

$$J\ 0,002\ Br\ 0,2\ M\ 156\ \frac{Cl\ 95\ SO_4\ 4,5\ HCO_3\ 0,5}{Na\ 87\ Ca\ 10\ Mg\ 3}\ pH\ 6.1 \quad (3.1)$$

III. Визейский терригенный (малиновско – бобриковская толща);

IV. Окско – башкирский карбонатный (окский надгоризонт и серпуховский, башкирский ярусы);

V. Верецкий терригенный;

VI. Каширско-верхнекаменноугольный карбонатный (каширский, подольский, мячковский горизонты и верхний карбон (гжельский и оренбургский ярусы));

VII. Нижнепермский карбонатный (артинский, сакмарский, ассельский ярусы);

VIII. Верхнепермский терригенный (уфимский, казанский ярусы).

В пределах Волго-Уральской провинции в осадочном чехле намечается несколько структурно – тектонических этажей: кристаллический фундамент, терригенно – карбонатная толща девона, карбонатный комплекс верхнего девона и подсолевой этаж, включая весь карбон и нижнюю пермь (P₁), солевой и надсолевой этажи. Иногда в областях солянокупольной тектоники они разделяются.

Кристаллический фундамент образует систему выступов и впадин (чаще грабенного типа). Наиболее высокое положение фундамента на Татарском своде (1,5–2 км), самое низкое – в Серноводско – Абдулинском грабене (до 6–7 км) и в Предуральском прогибе (до 10–12 км).

Грабены, как правило, вуалируются, заполняются, погребаются древними осадками R – V, а терригенно – карбонатные отложения девона (НГК) ложатся на уже выровненную поверхность.

Отложения терригенно – карбонатного девона в какой-то мере наследуют строение фундамента, образуя в сглаженном виде прогибы во впадинах и своды и валы – на выступах.

На тектоническое строение терригенного девона решающее влияние имело проявление мощной фазы тектогенеза в среднефранское время (на уровне доманика) – это раннегерцинская фаза.

В геологическом строении площади на юге бассейна принимают участие осадочные образования палеозоя, мезозоя и кайнозоя (верхне – среднедевонского, каменноугольного, пермского возраста, в небольшом объеме силур, ордовик и рифей-венд проторозой). Они перекрывают докембрийский кристаллический фундамент, эродированная поверхность которого, по сейсмическим данным, залегает на глубине 3,5 – 6 до 9,0 км. Породы фундамента скважинами не вскрыты. Разрез осадочного чехла охарактеризован по материалам бурения.

Особенности Волго-Уральской нефтегазоносной провинции рассмотрим на примере Кудиновского месторождения (рисунок 3.1).

Согласно принятому в настоящее время тектоническому районированию, Кудиновское месторождение находится в северо-западной части Кудиновско – Романовской приподнятой зоны, в которой выделяют Кудиновско – Коробковский сложный вал и Романовско – Усть – Погожскую террасу (рисунок 3.2).

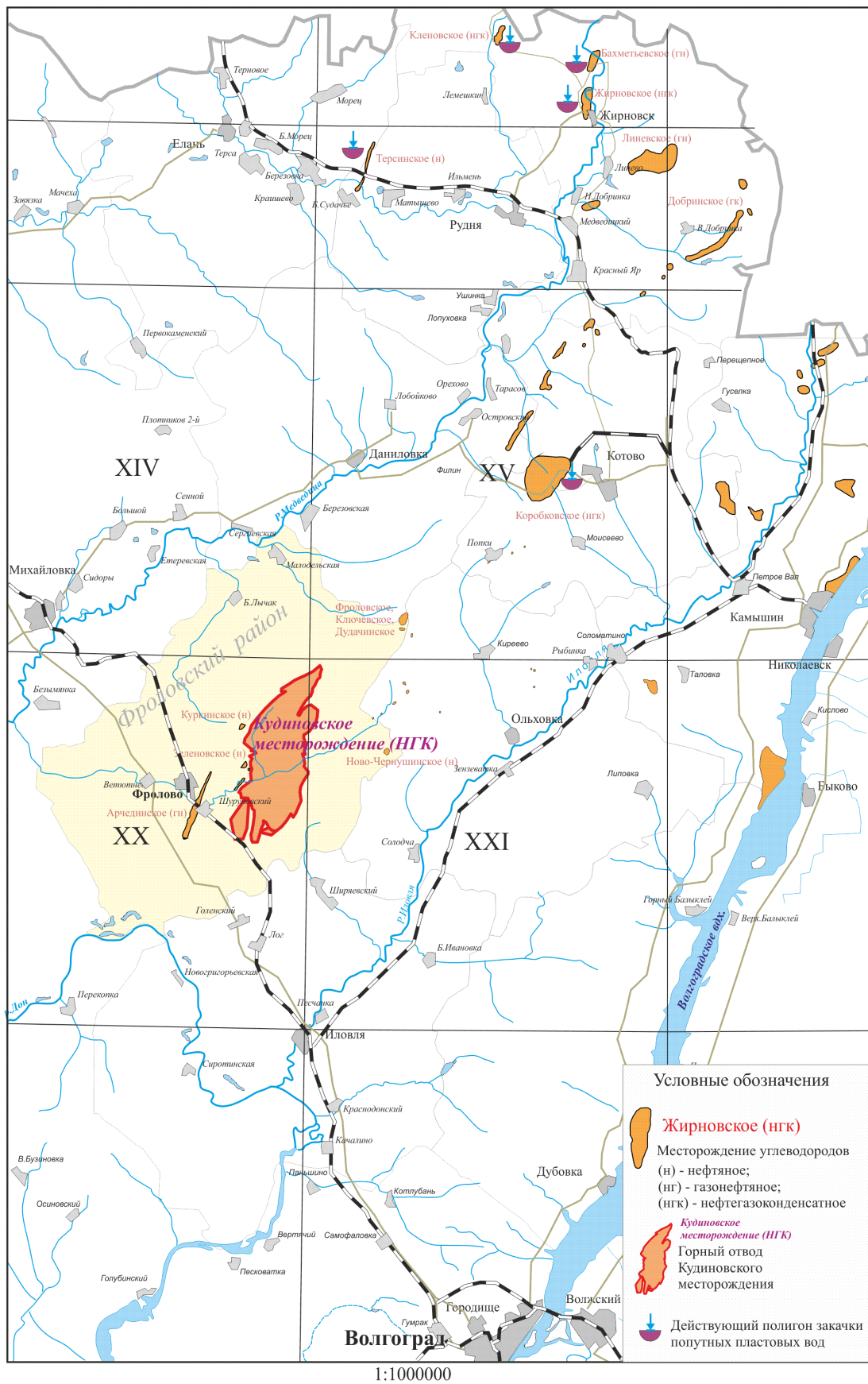


Рисунок 3.1 – Расположение Кудиновского месторождения Волго – Уральской нефтегазоносной провинции

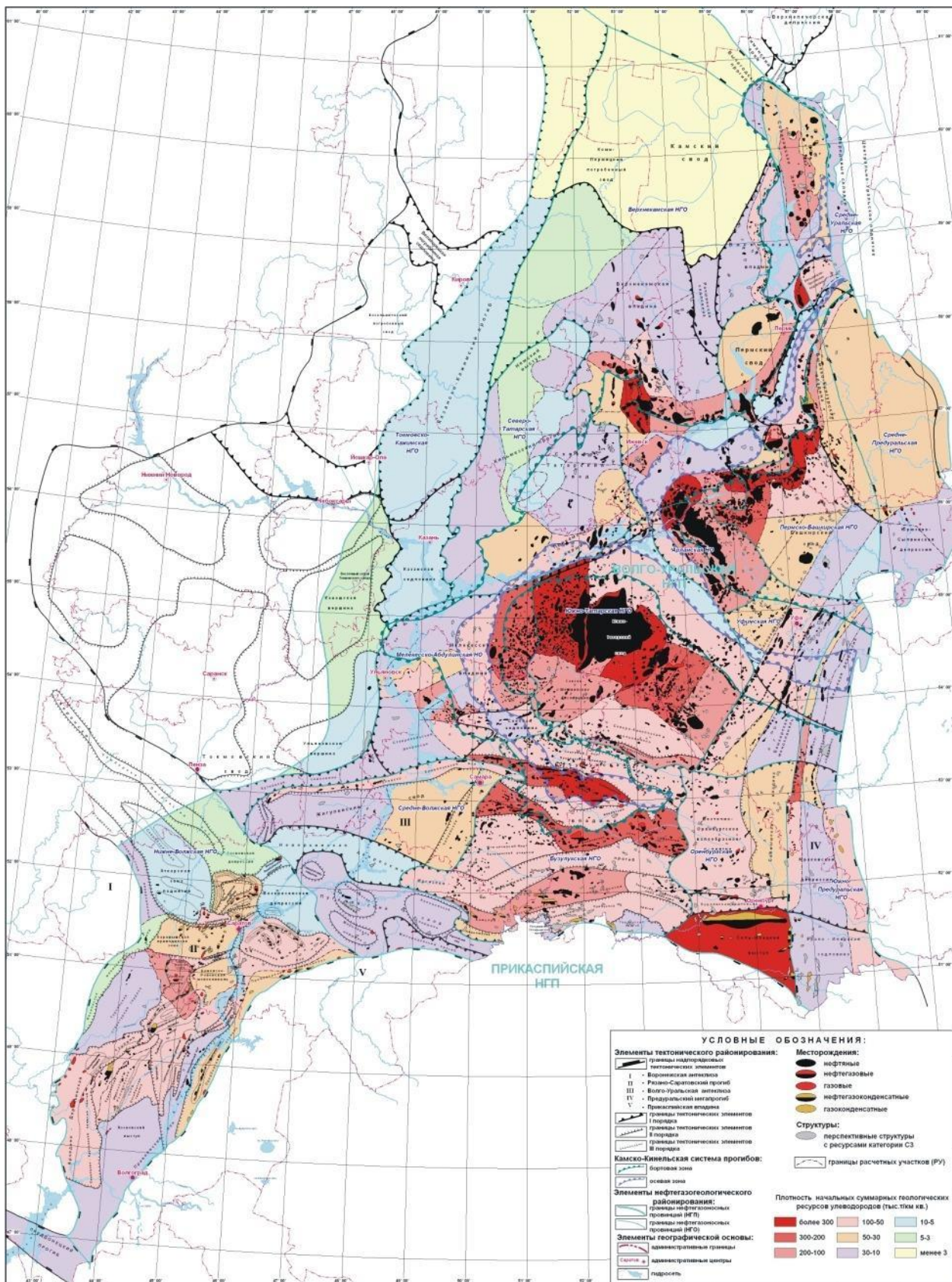


Рисунок 3. 2 – Географическое расположение Волго-Уральской НГП

Кудиновский вал представляет собой крупную погребенную положительную форму, состоящую из системы субпараллельных складок северо – восточного простирания. Характерной особенностью вала являются асимметричность его крыльев. Северо-западное крыло – сравнительно пологое, ограничено крупным региональным сбросом с амплитудой 600 – 700 м. В восточном направлении происходит резкое, флексуобразное погружение палеозойских и мезозойских отложений в сторону Прикаспийской впадины (рисунок 3.3).

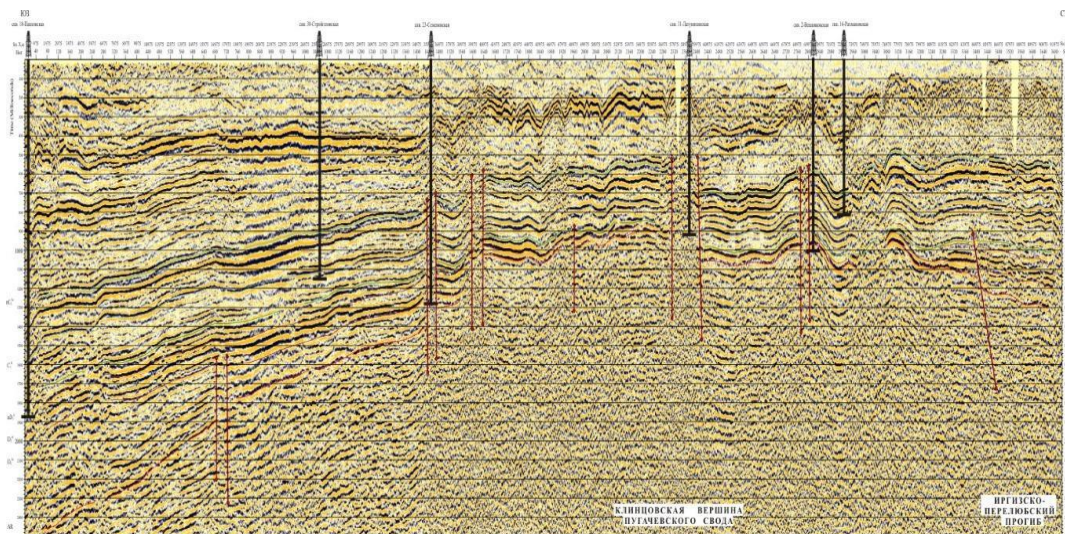


Рисунок 3.3 – Временной разрез МОГТ по сейсморазведочному профилю 090 –03, по территории саратовского сектора Волго– Уральской НГП

В разрезе месторождения выделяется два структурных этажа (верхний и нижний), отличных друг от друга по своему строению и характеризующих собой два основных этапа развития территории. Первый (девонский) этап соответствует образованию локальных поднятий, второй (со второй половины франского времени) – обуславливает общее погружение территории и захоронение ранее возникших локальных поднятий. Выше кровли ливенских отложений положительные структурные формы не прослеживаются или слабо прослеживаются и район характеризуется, в основном, моноклиальным строением.

В нижнем структурном этаже, с которым связаны промышленные запасы нефти и газа на месторождении, выделяется серия антиклинальных складок северо-

восточного простирания, разбитых системой дизъюнктивных нарушений на ряд обособленных блоков, образующих локальные поднятия. Максимальная амплитуда нарушений достигает 80 – 100 м в северо – западной части складки. В южном и восточном направлениях амплитуда смещения постепенно уменьшается до 10 – 30 м. Размер локальных поднятий от 0,5 – 1,0 км до 5,0 – 15,0 км. Вверх по разрезу амплитуда поднятий и прогибов уменьшается и сохраняются лишь локальные поднятия (рисунок 3.4).

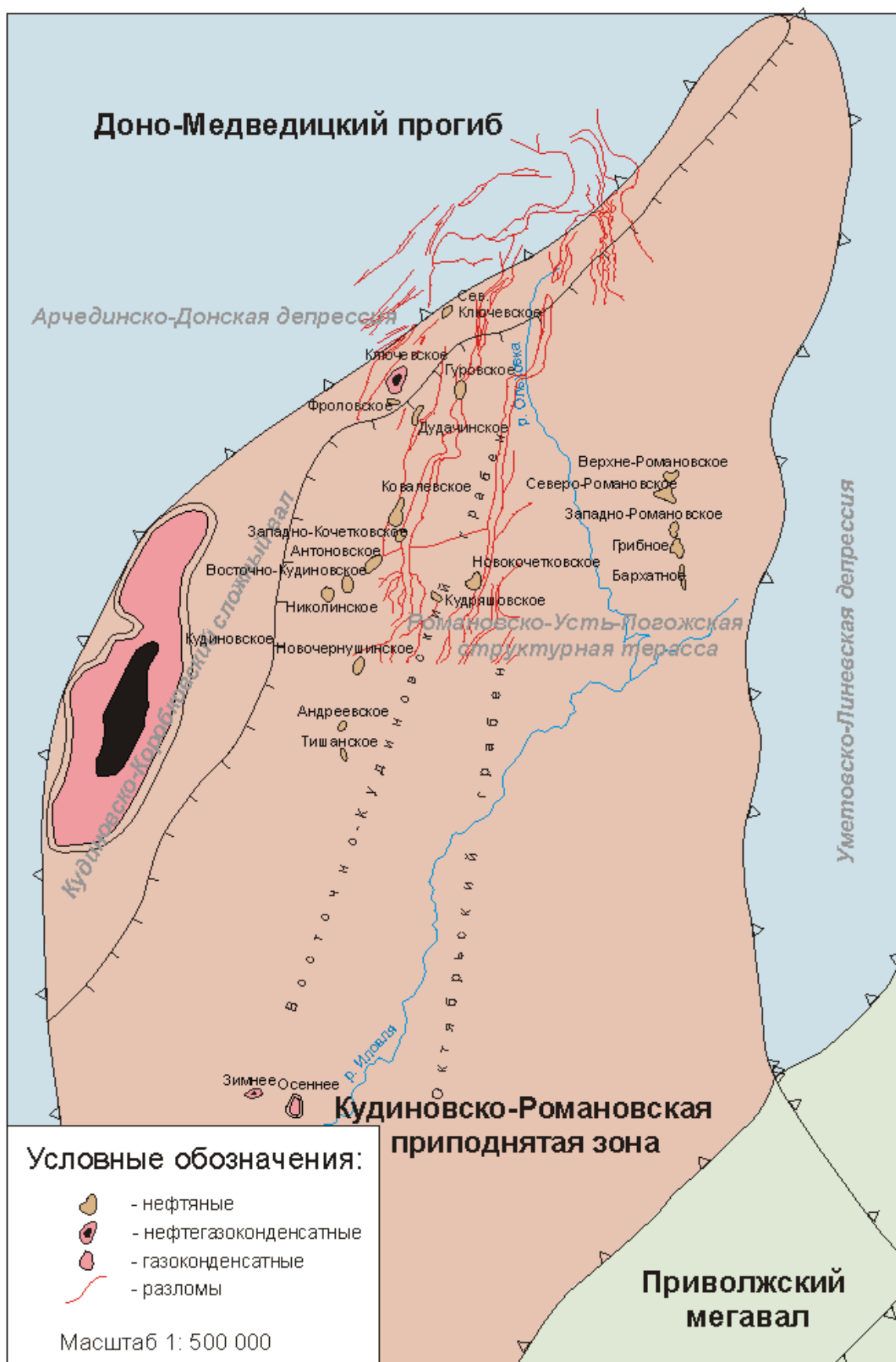


Рисунок 3.4 – Тектоническое районирование Кудиновско – Романовской приподнятой зоны Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

3.2 Гидрогеологические условия Кудиновского месторождения

По структурно-гидрогеологическому районированию исследуемая территория относится к Приволжско – Хоперскому артезианскому бассейну и находится в пределах Доно-Медведицкого подрайона, расположенного в междуречье Иловли, Медведицы.

В районе Кудиновского месторождения на глубину до 3000 м развиты следующие гидрогеологические подразделения:

- водоносный верхнечетвертичный – современный аллювиальный горизонт (aQ_{III-IV}) (aQ_{III+IV});
- относительно водоносный ниже – верхнечетвертичный лессовый, элювиальный (почвенный) горизонт (L, epQ_{I-III});
- водоносный неогеновый горизонт (N);
- водоупорный сантон – кампанский горизонт (K_{2st} – km);
- относительно водоупорный турон-коньякский горизонт (K_{2t} – k);
- водоносный сеноманский горизонт (K_{2s});
- водоносный альбский горизонт (K_{1al});
- водоносный готерив – аптский горизонт (K_{1g} – a);
- водоупорный среднеюрский горизонт (J₂);
- водоносный байосский горизонт (J_{2b});
- относительно водоупорный верхнепермский – нижнетриасовый горизонт (P₂ – T₁);
- водоносный верхнекаменноугольный комплекс (C₃);
- водоносный среднекаменноугольный комплекс (C₂);
- водоносный нижнекаменноугольный комплекс (C₁);
- водоносный верхнедевонский комплекс (D₃);
- водоносный среднедевонский комплекс (D₂);

Распространение выделенных гидрогеологических подразделений в пределах площади лицензионного участка Кудиновского месторождения нефти и газа.

В своде локальных поднятий Доно – Медведицких дислокаций мезозойские отложения отсутствуют, на поверхность выходят каменноугольные отложения.

В разрезе осадочной толщи мощностью до 3,5 – 5,5 км в процессе геологического развития сформировалось три этажа подземных вод. Первый этаж образуют водоносные горизонты от верхнекаменноугольных до четвертичных отложений зоны активного водообмена. Воды напорно – безнапорные, порово–пластовые преимущественно атмосферного питания с минерализацией до 50 г/дм³ смешанного химического состава.

Второй гидрогеологический этаж составляют горизонты карбонатных пород палеозоя и характеризуется затрудненными условиями водообмена. Нижняя граница этажа проведена по подошве относительно водоупорных терригенных отложений черемшанской – верейской свит среднего карбона. Воды напорные, трещинные и трещинно – пластовые, хлоридные натриевые или кальциево-натриевые с минерализацией 50 – 100, иногда до 50 г/дм³ с промышленными концентрациями йода и брома. Питание и разгрузка подземных вод этого этажа происходит в основном в вертикальном направлении по зонам повышенной трещиноватости, связанных с тектоническими нарушениями.

Слабоводоносная каменноугольная свита представлена терригенно-карбонатными отложениями всех трех отделов карбона и распространена повсеместно. Воды трещинного и кавернозного типов связаны с известняками, мергелями, песчаниками и алевролитами, разобщенными глинами или монолитными разностями пород. Кровля свиты залегает на глубине 2,4 – 3,5 км, мощность свиты 930 – 2250 м. На Тингутинской площади из песчаников и известняков черемшанского и прикамского горизонтов башкирского яруса интервал 4396 – 4419 м получен слабый приток пластовой воды с углеводородным газом с дебитом 6 м³/сут. Весьма слабым дебитом (2,5 – 3,4 м³/сут) характеризуются также пластовые воды михайловского и алексинского горизонтов нижнего карбона (интервал 4751 – 4792 м).

Воды каменноугольной свиты хлоридные натриевые с минерализацией 96 – 235 г/дм³ с промышленными концентрациями брома (до 586 мг/дм³) и йода (до 10,7 мг/дм³).

Третий гидрогеологический этаж образуют хлоридные кальциево-натриевые седиментационные рассолы с минерализацией 100 – 294 г/дм³, сформировавшиеся в условиях застойного режима. Связаны они с породами терригенного палеозоя и повсеместно содержат промышленные концентрации йода и брома.

В целом для территории характерна нормальная гидрогеологическая зональность: увеличение с глубиной минерализации подземных вод и снижение проницаемости горных пород. Мощность зоны пресных и слабосоленоватых вод (до 3 г/дм³) составляет 400 – 600 м, кровля рассолов (более 50 г/дм³) располагается на глубинах 900-1200 м.

3.3 Гидрогеологическая характеристика разреза Оренбургской нефтегазоносной области

Гидрогеологическая характеристика разреза рассматривается на примере Алисовского и Кичкасского лицензионных участков расположенных в центральной части Восточно – Оренбургского нефтегазоносного района. В 1994 году на Кичкасском участке открыто многокупольное (Вахитовский, Кубанский, Клубниковский и Южно-Кубанский купола) и многопластовое Вахитовское месторождение с залежами нефти в пластах Дкт – 1, Дкт – 2, Дфр – 1, Дтм, Д_I, Д₅₋₁, Д₅₋₂ и Д₆.

Согласно гидрогеологическому районированию Оренбургской области, Алисовский и Кичкасский участки приурочены к Восточно – Сыртовскому гидрогеологическому бассейну подземных вод третьего порядка. По разрезу осадочного чехла выделяется два гидрогеологических этажа – надсолевой и подсолевой. Этажи разделены кунгурскими соленосными образованиями.

Надсолевой и подсолевой этажи сверху вниз разделяются на три зоны, отражающие гидродинамическую и гидрохимическую зональность осадочной толщи – зона активного водообмена, зона замедленного водообмена, зона весьма замедленного водообмена.

Надсолевой гидрогеологический этаж

Надсолевой этаж характеризуется зоной активного водообмена.

Водоносный верхнечетвертично-современный аллювиальный горизонт распространен в долинах рек Бол. Урана и Гусихи. Литологически представлен песками, в подошве которых залегают песчано – гравийно – галечные отложения, общей мощностью 7,5 – 13,7 м. Подземные воды носят безнапорный характер. Преимущественным распространением пользуются пресные воды с минерализацией 0,4-0,6 г/дм³. По преобладающим анионам воды гидрокарбонатные и сульфатно – гидрокарбонатные, по катионному составу – натриевые или смешанного состава с преобладанием натрия.

Для хозяйственно – питьевого водоснабжения подземные воды используются ограниченно.

Водоносный малокинельско – кутулукский терригенный комплекс развит на водоразделе рек Бол. Уран и Гусиха. Водовмещающие породы – песчаники, прослой конгломератов, алевролиты. Подземные воды аккумулируются в нижней части комплекса, мощность небольшая – от 14,0 до 30,0 м. Водообильность слабая, дебиты скважин составляют 0,3 – 1,4 л/с. По химическому составу воды гидрокарбонатные и сульфатно – гидрокарбонатные. Практического значения водоносный комплекс для целей водоснабжения не имеет из-за высокого гипсометрического положения и низкой водообильности.

Основным водоносным комплексом является водоносный сокско – аманакский карбонатно – терригенный комплекс.

Водоносный сокско – аманакский карбонатно-терригенный комплекс распространен на водоразделах, склонах и долинах рек Бол. и Мал. Урана, Гусихи.

Комплекс представлен мощной толщей ритмично переслаивающихся глин, алевролитов, песчаников с очень редкими маломощными и невыдержанными прослоями мергелей, известняков и линзами конгломератов. Мощность отложений комплекса составляет 150 – 200 м. Причем, в нижней части, занимающей 2/3 объема комплекса, преобладают песчаные разности пород, а в верхней – глинистые. Зону аэрации слагают аманакские глины и алевролиты с прослоями песчаников. Мощность зоны меняется от 4,5 до 49,0 м на возвышенных участках водораздельных пространств. Водовмещающими породами служат песчаники, конгломераты и трещиноватые алевролиты, аргиллиты, маломощные прослои мергелей и известняков. Суммарная мощность опробованных водоносных пород составляет 20 – 42 м. В верхней части комплекса формируются безнапорные и слабонапорные воды (1,7 – 28,0 м). При погружении водосодержащих пород под более молодые одновозрастные образования напоры увеличиваются до 36,0 – 42,0 м. На водоразделе рек Гусиха и Красная напоры достигают более существенных значений.

Подземные воды вскрываются скважинами на глубинах 6,3 – 180,0 м, в глубоких эрозионных врезам часто совпадают с дневной поверхностью. Статические уровни устанавливаются на глубинах 0 – 59,0 м. Максимальные уровни зафиксированы на водоразделах, минимальные – в глубоких эрозионных врезам.

Водообильность комплекса непостоянна. Дебиты скважин колеблются от 1,0 до 10 л/с при понижении уровня воды 1,8-40 м. Повышенные дебиты приурочены к глубоким эрозионным врезам долин рек Бол. Уран, Гусиха. Здесь производительность скважин составляет 3,3 – 10 л/с при понижениях уровней воды 1,8 – 15 м. На водораздельных пространствах производительность скважин ниже – дебиты составляют 1,0 – 1,6 л/с при понижениях уровней 11 – 40 м.

В рассматриваемом водоносном комплексе формируются, в основном, пресные воды с минерализацией 0,2 – 1,1 г/дм³. При минерализации 0,4 – 0,6 г/дм³ воды приобретают хлоридно – гидрокарбонатный состав. В случае повышения минерализации до 1,1 г/дм³ вода становится гидрокарбонатно – хлоридно – сульфатной магниевой – натриевой.

Подземные воды рассматриваемого комплекса широко используются для хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения.

Подсолевой гидрогеологический этаж

В подсолевом гидрогеологическом этаже выделяются (сверху вниз) верейско – кунгурский, визейско – башкирский, франско – турнейский и эмско – франский водоносные комплексы.

Верейско – кунгурский водоносный комплекс исследован в отложениях артинского яруса на соседней Колганской площади (скважина № 13). Дебит воды составил 8,8 м³/сут, минерализация – 208,9 г/л, удельный вес – 1,1509 г/см³.

Визейско – башкирский водоносный комплекс. Притоки пластовых вод получены из отложений бобриковского горизонта в скважине № 251. Комплекс представлен карбонатными и терригенными породами. Водоупором комплекса являются аргиллиты и плотные битуминозные известняки. Дебит вод составляет 148 м³/сут, минерализация 218,7 г/л. Удельный вес воды 1,16 г/см³. Тип пластовой воды – хлоркальциевый.

Франско-турнейский водоносный комплекс исследован в отложениях фаменского яруса и верхнефранского подъяруса. Дебит пластовых вод меняется от 18,08 до 467,7 м³/сут. Минерализация в пределах комплекса колеблется в пределах 276 – 324,6 г/л, удельный вес – 1,015 – 1,177 г/см³. Пластовое давление составляет 31,5 – 34,6 МПа. Тип пластовой воды – хлоркальциевый.

Эмско – франский водоносный комплекс. Притоки пластовых вод получены из отложений эйфельского и живетского ярусов среднего девона, а также из нижней части франского яруса. Дебит пластовых вод меняется от 9 (скважина № 251, пласт Д₅₋₁) до 370 м³/сут (скважина № 251, воробьевский горизонт). Минерализация пластовых вод составляет 161,8-260,9 г/л, удельный вес – 1,117-1,186 г/см³; давление – 35,9 – 38,5 МПа. Тип вод хлоркальциевый.

Результаты анализов подземных вод по отдельным скважинам Алисовского и Кичкасского участков приведены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Химический состав и физические свойства пластовых вод Волго-Уральской антеклизы

№№ скв, площадь	Интервал опробования, м	Возраст	Дебит, м ³ /сут	Плотность воды, г/см ³		Минерализация, г/л	Содержание ионов, г/л (мг-экв/л, % мг-экв)								
				в пласт. условиях	в стандартных условиях		Na+K'	Ca''	Mg''	Cl'	SO ₄ ''	HCO ₃	J'	Br'	Другие
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
14 Колганская	фонтан с глубины 448 м	калин.			1		- 0,936 44,58	0,00 13 0,06 5 3,09	0,000 6 0,049 2,33	0,006 0,169 8,04	0,012 8 0,266 12,67	0,037 5 0,615 29,29			
13 Колганская	<u>1329-1412</u> -1129-1149	артин.	8,8		1,151	208,91	55,328	15,6 28	5,773	128,21 9	1,03	0,213	59	371	B = 3
251 Кичкасская	<u>2684,5-2737</u> -2433-2485	бобр.	148	1,152	1,16	218,68	60,18 2616,62 34,1	17,9 895 11,6 6	3,95 325 4,64	134,4 3790,1 9 49,39	2,14 44,58 0,58	0,11 1,85 0,02	11,5	560	Sr = 500 Li = 3,1 K = 1000 Rb = 0,6 B ₂ O ₃ = 34
	<u>3042-3082</u> -2790-2830	фам.	87		1,161	155,89	53,14 2310,48 43,34	5,3 265 4,97	1,09 90 1,69	89,6 2526,7 9 47,7	6,3 131,1 9 2,46	0,46 7,5 0,14	2	200	B = 41

Продолжение таблицы 3.1

№№ скв, площадь	Интервал опробования, м	Возраст	Дебит, м³/сут	Плотность воды, г/см³		Минерализация, г/л	Содержание ионов, г/л (мг-экв/л, % мг-экв)								
				в пласт. условиях	в стандартных условиях		Na+K'	Ca''	Mg''	Cl'	SO4''	HCO3	Г'	Br'	Другие
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	<u>3487,5-3542</u> -3235-3290	вор.	370	1,192	1,186	251,55	53,68 2333,89 26,17	35 1750 19,62	4,56 375 4,21	157,71 44476, 5					
	<u>3542-3573</u> -3290-3321	афон. Д5-1	9		1,162		45,63 1983,74 26,56	28,9 1445 19,35	3,71 305,1 4,09	131,6 3711,2 2 49,7	0,81 16,18 0,22	0,35 5,74 0,08	7	1300	Sr = 630 Li = 12,4 K = 1100 Rb = 1,9 B2O3 = 55
254 Кичкасская	<u>3498,5-3561,5</u> -3259-3322	Д4+ Д5-1	135		1,13	186,76	36,3 1512,4 22,8	28,05 1400 21,13	4,86 400 6,03	116,9 3300 49,8	0,38 7,96 0,12	0,27 4,4 0,06			
260 Кичкасская	<u>2947,5-2983</u> -2729-2764	фам. Дф2	58,8		1,177	309,72	106,04 4418,46 41,54	10,02 500 4,7	4,86 400 3,76	187,89 5300 49,83	0,81 16,86 0,16	0,1 1,6 0,02			
	<u>3046-3064,5</u> -2827-2845	фам. Дф3	18,1		1,165	324,58	120,9 5037,41 45,49	2 100 0,9	4,86 400 3,61	194,98 5500 49,66	1,65 34,41 0,31	0,18 3 0,03			
	<u>3186-3196</u> -2967-2977	фран. Дкт	83,1		1,175	276									

Окончание таблицы 3.1

№№ скв, площадь	Интервал опробования, м	Возраст	Дебит, м ³ /сут	Плотность воды, г/см ³		Минерализация, г/л	Содержание ионов, г/л (мг-экв/л, % мг-экв)								
				в пласт. условиях	в стандартных условиях		Na ⁺ +K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	SO ₄ ⁻⁻	HCO ₃	Г ⁻	Br ⁻	Другие
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
260 Кичкасская	-2978-3026				1,015	44,49	44,6	2,7	2,7	45,89	2,49	1,62			
	<u>3365-3395</u> -3146-3176	кын. Дкн	12,2		1,117	161,79	15,16 631,56 10,08	12,02 600 9,58	23,1 1900 30,34	109,9 3100 49,5	1,18 24,56 0,39	0,43 7 0,11			
	<u>3505,6-</u> <u>3508,2</u> -3286-3289	афон. Д ₅₋₁			1,169	274,78	83,99 3499,6 37,04	20,54 1025 10,85	2,43 200 2,12	166,62 4700 49,74	1,12 23,2 0,25	0,09 1,4 0,01			
	<u>3570-</u> <u>3597,5</u> -3351-3378	бийс. Д ₆	53,8		1,161	260,94	62,68 2611,73 27,72	14,03 700 7,43	17,02 1400 14,86	166,62 4700 49,88	0,45 9,33 0,1	0,15 2,4 0,03			

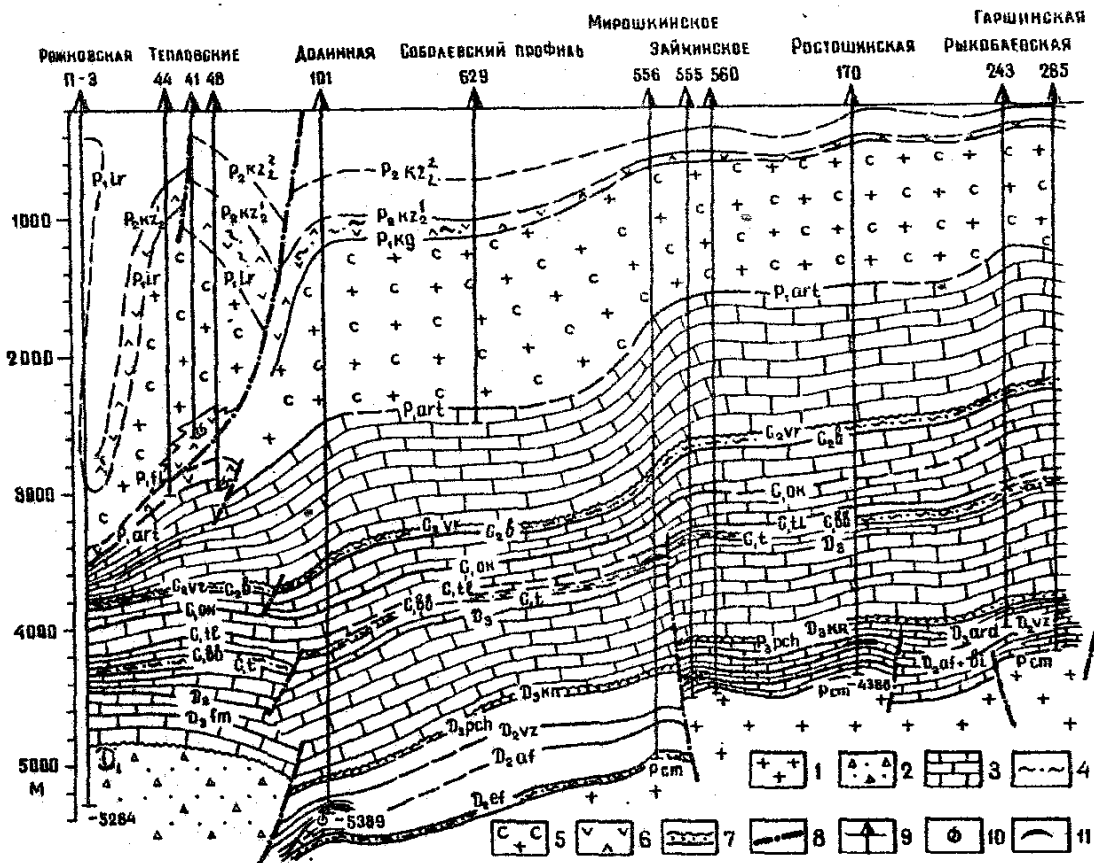


Рисунок 3.5 – Геолого – гидрогеологический разрез юго – востока Волго – Уральской НГП

1 – породы кристаллического фундамента; 2 – красноцветы; 3 – карбонаты; 4 – терригенные породы; 5 – галогены; 6 – сульфаты, соль; 7 – поверхность размыва; 8 – разломы; 9 – скважины; 10 – газопроявления; 11 – месторождения нефти

Поверхность фундамента в регионе характеризуется наличием плоских выступов, разобщенных прогибами и разломами. Поверхность фундамента устойчиво погружается в юго – восточном и южном направлениях, образуя рельеф контрастной морфологии со значительными перепадами глубин. В каледонскую фазу тектогенеза создан расчлененный рельеф фундамента, который в дальнейшем сnivelирован рифейскими и вендскими отложениями, мощностью 3 – 2,5 км. Границы развития рифей – вендских отложений определили границу развития Урало – Бавлинской синеклизы, в пределах которой, территориально, находится Западно – Оренбургская площадь.

Строение Западно – Оренбургского участка в общем плане отражает блочное строение западной периклинали Оренбургского вала. К северу от Оренбургского разлома юго – западного простирания выделяется серия поперечных нарушений северо-западного простирания, что создаёт блочную тектонику по девонским отложениям. Характерно выделяется в девоне отражающий горизонт О – Д_{аф}. Здесь выделены Мостовая, Редутская, Приразломная тектоно – стратиграфические ловушки. Более детально строение участка показано на структурной карте по кровле отражающего горизонта Кп

По подсолевым карбонатам нижней перми Оренбургский разлом прослеживается, отделяя от известной филипповской залежи пласта Р_{III} Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения опущенные тектонические блоки.

Размеры нижнепермской Редутской тектонически экранированной структуры, которая непосредственно с севера примыкает к проектной площади, ограниченной Оренбургским разломом и изогипсой минус 1900 м составляют 7,0×1,5 – 3,5 км, высота структуры на блоке – 180 м.

– характерное блоковое строение по девонским отложениям западной переклинали Оренбургского вала, из которых в Редутском блоке подтверждено наличие тектоно – стратиграфической ловушки нефти, позволяет предположить о наличии ловушки такого же типа в девонских отложениях Западно-Оренбургской структуры.

– Оренбургский разлом юго-западного простирания контролирует опущенные блоки от филиповской залежи пласта R_{III} , нефтеносного на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении. Тем самым создается тектоно – стратиграфическая ловушка, позволяющая нам предположить о нефтеносности пласта R_{III} на Западно – Оренбургской структуре, которая входит в состав Западно-Оренбургской площади.

Западно – Оренбургская площадь согласно нефтегазогеологическому районированию, принятому в Оренбургской области, расположена в северо-западной части Соль – Илецкого нефтегазоносного района.

Соль – Илецкий нефтегазоносный район является основным газодобывающим в области (Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение) из отложений нижней перми и среднего карбона, в то же время считается перспективным на поиски залежей углеводородов в отложениях нижнего карбона, верхнего и среднего девона.

Высокие перспективы нефтегазоносности в пределах Западно-Оренбургской площади основываются на близости Копанского, Бердянского, Комаровского, Черниговского, Оренбургского, Димитровского, Нагумановского, Песчаного нефтяных и нефтегазовых месторождений.

В пределах площади проектируемых работ выделены следующие нефтегазоперспективные комплексы: среднедевонский, верхнедевонско – нижнекаменноугольный, среднекаменноугольно-нижнепермский.

Примером существования громадного карбонатно-органогенного массива, заполненного углеводородами от среднего девона до нижней перми, является Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение с этажом продуктивности свыше 1600 м. При этом высота газоконденсатной залежи составляет 1400 м, а нефтяной части – 200 м. Содержание конденсата в газе до 750 г/м^3 , пластовое давление 55 – 60 МПа. Дебиты газа в скважинах составляют 50-350-1000 тыс. $\text{м}^3/\text{сутки}$. Плотность нефти $0,820 \text{ г/см}^3$, конденсата $0,791 \text{ г/см}^3$.

Среднедевонский водо-нефтегазоперспективный комплекс

В скв. 15 Карачаганакской из интервала 5674 – 5754 м, сложенного известняками бийско–афонинского возраста, получен приток газоконденсата (дебит конденсата 72,6 м³/сут, газа – 74,0 тыс. м³/сут).

Отложения среднего девона промышленно продуктивны в пределах юго-востока Волго – Уральской антеклизы (Росташинское, Зайкинское, Вишневское, Давыдовское, Донецко – Сыртовское и другие месторождения).

В пределах Вишневского месторождения приток нефти из пласта Д_{V-2} (эйфельский ярус) до 112,3 т/сут на 7 мм штуцере (интервал 4550-4554 м). Газовый фактор – 837,6 м³/т. В скважине 24 Шуваловской (Донецко-Сыртовское месторождение) из интервала 3828-3831 м (эйфельский ярус) получен приток нефти с водой (нефти – 19,8 т/сут, воды – 6,5 м³/сут, штуцер 5 мм).

По результатам бурения параметрических скважин 1 Нагумановская и 1 Каинсайская установлен мелководно-морской генезис верхнеэйфельских отложений. В разрезе Иванинской площади предполагается продуктивный пласт в отложениях мосоловского горизонта (Dms). Покрышкой для него будут служить глинистые известняки и аргиллиты чернораевского горизонта и живетского яруса среднего девона. Предполагается присутствие в районе проектируемых работ отложений верхнедевонско-нижнекаменноугольного нефтегазонасного комплекса в полном объеме.

Верхнедевонско-нижнекаменноугольный водо-нефте-газоперспективный комплекс

Отложения франского яруса водо-нефтеносны в пределах юга Восточно – Оренбургского свода. В них присутствуют продуктивные карбонатные и терригенные пласты-коллекторы, а также биогермные постройки рыбкинского типа. В зоне продуктивности отложений франского яруса присутствует зональная покрышка, представленная глинистыми и глинисто-карбонатными породами

колганской толщи или ее аналогов. Дебит нефти из пласта франского яруса Д_{fr} Рыбкинского месторождения достигает 131,2 т/сутки на 5 мм штуцере приток газа – 6,81 тыс. м³/сут (скв. 168, интервал 3873–3945 м).

В разрезе Иванинского поднятия предполагается продуктивный пласт франского яруса Д_{fr}, покрывкой для которого будет служить толща глинистых известняков с прослойками аргиллитов в верхней части франского яруса.

Отложения фаменского яруса в пределах Соль – Илецкого выступа представлены органогенными породами с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, но опробовались они редко. В скважине 19 Песчаной, пробуренной к северо – западу от района проектируемых работ, они содержат пористо – кавернозные коллекторы с пористостью до 13 % (по данным ГИС) и 13,7 % (по керну). Проницаемость по керну $16,517 \times 10^{-3}$ мкм². При опробовании отложений фаменского яруса пластоиспытателем на каротажном кабеле в интервале 4990 – 5023 м в 7 точках получены притоки жидкости и фильтрата с газом нефтяного состава. По заключению ГИС интервал характеризуется как «очевидно нефтенасыщенный». В скважине 60 Филипповской при испытании ИПТ на трубах (интервал 4561 – 4749 м) получен приток разгазированного раствора.

В пределах Восточно – Оренбургского выступа и Бузулукской впадины промышленная нефтеносность фаменских отложений доказана на многих месторождениях (Боголюбовское, Коденовское, Рыбкинское, Богдановское и др.). В скважине 675 Боголюбовской из интервала 2736 – 2740 м (фаменский ярус) получен приток нефти на 8 мм штуцере 75 м³/сут.

На Западно – Оренбургской площади продуктивными (нефтеносными) ожидаются отложения фаменского яруса в верхней его части, соответствующей заволжскому горизонту (пласт Д_{zv}). Прогнозные дебиты нефти от 10 до 50 т/сут, растворенный газ содержит сероводород до 2 % (объемных).

Из известняков турнейского возраста получены незначительные притоки в единичных скважинах Оренбургского, Бердянского и Копанского месторождений. При испытании скважин 66 и 306 Оренбургских приток нефти из отложений турнейского яруса достигал 2,5 м³/сут. В скважине 86 Бердянской из отложений

нижнего карбона (включая турнейский ярус) составил 15,4 м³/сут. Плотность нефти 0,820 г/см³. На Чинаревском месторождении – (Республика Казахстан) в последние годы установлена промышленная нефтегазоконденсатная залежь в турнейских отложениях. Дебиты нефти составили более 100 м³/сут.

В разрезе Западно – Оренбургской структуры предполагается продуктивный пласт в верхней части турнейского яруса, покрывкой для которого будут служить глинистые известняки с тонкими прослойками аргиллитов кожинского надгоризонта. Предполагаемый дебит нефти 10 – 15 т/сут.

Нефтеносность серпуховского яруса выявлена на Копанском месторождении. В скважине 85 из интервалов 3347 – 3351 (минус 3076 – 3080) и 3293-3320 (минус 3022 – 3049) м дебиты нефти составили от 0,9 до 3,86 м³/сутки при восстановлении уровней. Отсутствие четко выраженной покрывки в серпуховских отложениях не позволяет прогнозировать промышленную нефтеносность этих отложений.

Среднекаменноугольно-нижнепермский водо-нефтегазоносный комплекс

Широко распространен в пределах Соль – Илецкого выступа среднекаменноугольно-нижнепермский нефтегазоносный комплекс, региональной покрывкой для которого служат ангидриты филипповского и соли иреньского горизонтов. В разрезе комплекса ожидаются продуктивные пласты в отложениях филипповского горизонта кунгурского яруса.

На Оренбургском НГКМ этаж основной нефтегазоконденсатной залежи составляет свыше 500м, охватывая возрастной диапазон от филипповского по средний карбон. Притоки газа, конденсата и нефти подобны Карачаганакскому НГКМ. В продукции обоих месторождений свободный и растворенный газ содержит сероводород до 6 %.

Верхнекаменноугольно – нижнепермские отложения в районе Соль-Илецкого выступа содержат основную часть промышленных запасов углеводородов. Здесь открыты Оренбургское, Копанское, Северо – Копанское, Бердянское, Нагумановское, Новопавловское, Димитровское, Песчаное, Комаровское,

Черниговское и другие месторождения. Залежи массивные, сводовые, реже пластово – сводовые. Месторождения преимущественно газоконденсатные с нефтяными оторочками промышленного значения.

Верхнекаменноугольно – нижнепермский нефтегазоносный комплекс сложен карбонатными породами. Покрышкой являются соли иреньского горизонта и ангидриты филипповского горизонта кунгурского яруса.

Породы – коллекторы представлены, в основном, известняками органогенными, органогенно – детритовыми, органогенно-обломочными. Пористость – 6 - 13 – 15 - 20 %, проницаемость от 0,5 до 135×10^{-3} мкм².

По данным опробования скважин дебиты газа от 17 до 1500 м³/сут. Среднее содержание конденсата 70 – 90 г/м³. Газ метановый с содержанием сероводорода от 1,2 до 6 %. Дебиты нефти 6 – 50 м³/сут как фонтанным способом, так и по восстановлению уровня.

На Песчаном месторождении установлены залежи газа и нефти в отложениях артинского яруса и филипповского горизонта. В скважине 17 Песчаной из интервала 3610-3680 м после солянокислотной обработки получен приток нефти с водой дебитом 10 – 12 м³/сут, в т.ч. нефти 75 %. Плотность нефти 0,878 г/см³. Пластовое давление 39,7 МПа. После дострела карбонатов филипповского горизонта в интервале 3570 – 3600 м получен совместный приток газоконденсата, нефти и воды. На 9 мм штуцере дебит газа 60,5 тыс. м³/сут, дебит конденсата и нефти 39,9 м³/сут воды – 3,8 м³/сут. Пластовое давление 41,2 МПа.

По аналогии с Песчаным месторождением на проектной площади также ожидаются продуктивные пласты P_v в артинском ярусе и P_{IV} в филипповском горизонте кунгурского яруса. Указанные пласты присутствуют во всех известных месторождениях Соль – Илецкого свода.

На ближайшем (15 км) к площади проектируемых работ Нагумановском месторождении залежь газоконденсата установлена в сакмаро-артинских отложениях. При опробовании скважины 503 Соль – Илецкой – первооткрывательницы Нагумановского месторождения, в интервале 4032 – 4161 м (абс. отм. – 3873,4 – 4002,4 м) абсолютно свободный дебит газа составил 101,5

тыс.м³/сут. Дебит конденсата, замеренный через работе на 6 мм шайбе, составил 9,6 м³/сут или газоконденсатный фактор – 138 см³/м³, плотность конденсата – 0,778 г/см³. Пластовое давление 38,3 МПа, при P_{тр} – 24,18 МПа и P_{затр} – 24,39 МПа, пластовая температура – 79°С на глубине 4100 м.

При опробовании тех же отложений в скважине 511 Нагумановской (интервал 4036 – 4070 м) получен приток газа 49,2 тыс.м³/сут на 9,1 мм штуцере. Содержание сероводорода – 3,79 %. В скважине 508 Нагумановской в результате опробования сакмаро – артинских отложений в интервале 3972 – 4034 м (абс. отм. –3814 – 3876 м) получен приток нефти дебитом 6 м³/сут при работе на 4 мм штуцере. Породы нижнепермского возраста на Нагумановской площади характеризуются, в основном, невысокими значениями пористости и проницаемости. Однако в разрезе встречаются пласты и прослой с повышенными фильтрационно – емкостными свойствами: пористость от 5 до 16,8 % (скв. 503, 504, 507), проницаемость от 1×10⁻³ до 5×10⁻³ мкм² (скв. 504). На площади наибольшее развитие получил трещинно-поровый тип коллектора.

Севернее Нагумановского месторождения расположены Новопавловское нефтяное и Бердянское, Копанское и Северо – Копанское газо-нефтеконденсатные месторождения. На Новопавловском месторождении промышленно нефтеносными являются отложения артинского яруса (интервал 3744 – 3761 м). Дебит нефти небольшой и при опробовании скважины 400 составил 9,2 м³/сут при уровнях 970 – 935 м.

Полученные промышленные притоки газа и нефти из отложений филипповского горизонта (пласт P_{IV}) по отдельным скважинам составляют: дебиты газа – 250-450 тыс.м³/сут (скв. 3, 21, 94), дебиты нефти от 9,6 м³/сут (скв. 80) до 104,2 м³/сут (скв. 99).

Кунгурский сульфатно – галогенный комплекс характеризуется наличием нефти – признаков в разрезах некоторых скважин Линевской, Буранной и Карачаганакской площадей. Так, в скважине 112 Карачаганакской зафиксирован

выброс нефти при забое 3530 м с начальным дебитом 50-100 м³/сут при давлении на устье 100 атм.

Открытие здесь в последние годы целого ряда месторождений нефти, газа и конденсата таких, как Нагумановское, Песчаное, Димитровское и др., говорит о высокой перспективности поисковых работ на Западно-Оренбургской структуре Западно – Оренбургской площади.

Исходя из приведенного обзора геологического строения и нефтегазоносности Западно – Оренбургской структуры, залежи углеводородов могут быть выявлены в песчаниках койвенского горизонта (пласт Д_{VII}), известняках турнейского (пласт Т_I) яруса и филипповского (пласт Р_{III}) горизонта кунгурского яруса (рисунок 3.7).

Масштаб	Система	Отдел	Ярус	Подъярус, надорисонт, надорисонт	Горизонт	Индекс	Плост	Литологическая колонка	Литологическое описание пород	Палеонтологическая характеристика	Нефтегазоносность	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
100	Триасовая					N+Q		25-35	Суглинки, сулеси, глины, песчаники, пески.			
200	Я								30-75	Глины, алевролиты, песчаники серые, темно-серые, часто красноватые с оттенками всех цветов радуги. Участками породы имеют примесь карбонатов и мергелей. Присутствуют углеродизированные растительные остатки, заметна косослоистость.		
300												И
400	А	Н	А	Р	С	К	И	И	И	И		
500											Х	А
600	Р	А	Т	А	Р	С	К	И	И	И		
700											К	Е
800	В	К	А	З	А	Н	С	К	И	И		
900											У	О
1000	С	И	И	И	И	И	И	И	И	И		
1100											М	И
1200	И	И	И	И	И	И	И	И	И	И		
1300											Ж	И
1400	Н	И	И	И	И	И	И	И	И	И		
1500											Г	У
1600	Р	И	И	И	И	И	И	И	И	И		
1700											И	И
1800												

Рисунок 3.7 – Сводный литолого-стратиграфический разрез

Залежи нефти, газа и конденсата во всех продуктивных пластах ожидаются массивные, сводово-пластовые, литологически и тектонически экранированные, с надежными покрышками. Фильтрационно – емкостные свойства пород продуктивных пластов предполагаются: для карбонатов пористость – от 6 до 20%, проницаемость от $0,1 \times 10^{-3}$ до 120×10^{-3} мкм². Фазовое состояние углеводородов ожидается жидкое – нефть и газообразное – газ.

Гидрогеологическая характеристика разреза

Гидрогеологическое изучение водовмещающих пород проводилось при опробовании девонских осадков трубным пластоиспытателем и в эксплуатационной колонне.

В геологическом разрезе Западно – Оренбургского участка Оренбургского месторождения по результатам бурения выделяются два гидрогеологических этажа: надсолевой и подсолевой, отделённые один от другого кунгурскими галогенными образованиями.

Надсолевой гидрогеологический этаж

Верхний надсолевой этаж мощностью 950 – 1000 м содержит мезозойский и верхнепермский водоносные комплексы, в составе которого выделяется серия водонасыщенных горизонтов. Самые верхние мезозойско-татарские горизонты изучены в разрезе скважин – колодцев глубиной 210 м, специально пробуренных для обеспечения водой глубоких поисковых скважин.

Водоносные горизонты связаны с песками и песчаниками, воды горизонтов до глубины 210 м гидрокарбонатно-сульфатные, гидрокарбонатно-натриевые с минерализацией 1,2 – 1,8 г/л, дебиты воды – 6 – 9 м³/час.

Этажи разделены солями Р₁kg.

Подсолевой гидрогеологический этаж

Нижний гидрогеологический этаж включает включает нижнедевонско – франский и додевонский водоносные комплексы. Воды нижнедевонско–франского водоносного комплекса характеризуются незначительными изменениями

минерализации –от 230 до 285 г/л. Различия в солевом составе отражаются в изменении степени метаморфизации, содержании микрокомпонентов. Наблюдается увеличение метаморфизации пластовых вод от кровли к подошве водоносного комплекса. Если в водах пашийского горизонта отношение натрия к хлору ($r_{Na/rCl}$) составляет 0,48 – 0,56, в водах бийских отложений оно снижается до 0,38. Содержание кальция изменяется соответственно от 17 до 25%–экв, брома – от 920 до 1940 мг/л. Для исключения влияния изменения химического состава вод в разрезе гидрохимическая карта строилась преимущественно по данным пашийского горизонта. На юге территории, где пашийские отложения размыты, использовались данные по другим горизонтам девона. Наблюдается закономерное увеличение степени метаморфизации пластовых вод с севера и северо-востока на юг и юго–запад. Коэффициент метаморфизации изменяется соответственно от 0,66 до 0,47.

Резкое изменение гидрохимической обстановки происходит в южной части территории, южнее зоны выклинивания кыновского водоупора. На Копанской и Кошинской площадях на глубинах 3700 – 4940 м соответственно встречены воды пониженной минерализации – 110–142 г/л (опресненные). По данным Зингера они встречаются по всему периметру Прикаспийской синеклизы.

В нижнем подсолевом гидрогеологическом этаже пробы отобраны в скважине №5 Редутской при опробовании девонских отложений среднего девона и франских песчаников верхнего девона (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Ионно-солевой и микрокомпонентный состав пластовых вод, полученных при испытании скважины № 5 Редутской

Интервал перфорации	Глубина и абсолютная отметка отбора проб, м	Дебит, м ³ /сут	Удельный вес, г/см ³ .	Содержание ионов г/л, мг-экв/л, мг/экв							Содержание микрокомпонентов, мг/л						Тип воды
				Общая минерализация	Na ^o +K ^o	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HSO ₃ ⁻	NH ₄ ^o	H ₂ S ^o	I ⁻	Br ⁻	K ^o	Li	
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
3400-3450	с устья				81,022	4,043	4,269	141,72	1,562	0,146	56,2	2,0	4,0	287,9	2470,0	0,22	Хлоркальциевый
		1,17	241,5	3480,21	201,92	351,09	3997,8	32,51	2,4	0,15							
				43,21	2,48	4,32	49,13	0,4	0,03	63,6							
										13,5							
3540-3570	из пробоотборника 3983,6-4065				61,89	24,85	4,742	152,481	0,573	0,104	725,0	6,4	8,0	1117,2	1909,0	4,14	Хлоркальциевый
		1,15	249,5	2657,97	1240,99	390,01	4301,49	11,93	1,7	0,49							
				30,69	14,33	4,51	49,68	0,14	0,02	187,5							
										7,52							
3600-3610	с устья				64,991	27,605	3,77	159,9	0,253	0,079	475,0	3,4	7,0	691,6	2466,0	2,39	Хлоркальциевый
		1,185	263,6	2782,94	1378,59	310,01	4482,6	5,28	1,3	0,52							
				30,89	15,38	3,44	49,76	0,06	0,02	304,7							
										5,1							

Окончание таблицы 3.1

Интервал перфорации	Глубина и абсолютная отметка отбора проб, м	Дебит, м³/сут	Удельный вес, г/см³	Содержание ионов г/л, мг-экв/л, мг/экв							Содержание микрокомпонентов, мг/л						Тип воды			
				Общая минерализация	Na ⁺ +K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻⁻	HSO ₃ ⁻	NH ₄ ⁺	H ₂ S _o	I ⁻	Br ⁻	K ⁺	Li		Rb	Sr	B ⁺
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19			
3650-3660	н.с.				72,71	28,73	5,612	178,9	0,499	0,061								Хлоркальциевый		
		38,7	1,185	286,5	3161,09	1433,8	461,5	5045	10,39	1,0	63,0			1364,0						
					31,26	14,18	4,56	49,89	0,1	0,01										
3700-3710					123,961	27,655	4,134	128,683	0,567	0,268								Хлорнатриево-кальциевый		
					2250	15,9	1,216	256,5	5319,6	1380	340	3628	11,8	4,4					3950,0	
									49,79	12,92	3,18	33,96	0,11	0,04						
3750-3770	с устья				84,06	25,05	8,51	101,43	0,41	0,15								Хлоркальциевый		
									3460,87	1250	700	5400	8,47	2,4						
									31,98	11,55	6,47	49,4	0,08	0,02						

Жирновское нефтегазовое месторождение было введено в пробную эксплуатацию в 1949 г., а в промышленную – в 1951 г.

Закачка подтоварных вод в поглощающие скважины осуществляется с 1968 г.

В качестве пласта – коллектора для закачки стоков является карбонатная толща нижнебашкирско – окско – серпуховских отложений. Толща приурочена к известнякам с редкими прослоями глин, общей мощностью 300 м. Глубина залегания кровли известняков 650 – 800 м (в среднем 710 м). Пористость обводненных разностей известняков изменяется от 0,05 до 0,25 (средняя $\approx 0,12$), проницаемость – от 0,001 до 0,15 мкм² (средняя $\approx 0,069$ мкм² = 69,7 мД). Определение этих параметров основано на проведенных исследованиях керна, геофизических исследованиях скважин и гидродинамических исследованиях.

Буферным горизонтом являются нефте–и газоносные проницаемые прослой в составе волоупорных отложений мелекесского и верейского горизонтов.

Подстиляется карбонатный резервуар окско-серпуховского, нижнебашкирского горизонтов комплексом терригенных отложений тульского и бобриковского возраста. Представлен он переслаиванием песчано-глинистых отложений и известняков. Общая мощность тульских и бобриковских отложений 150 – 200 м. Песчаные прослой терригенного комплекса содержат хлоридные кальциево-натриевые воды с минерализацией 140 – 150 г/дм³.

В качестве расчетных приняты следующие параметры пласта –коллектора:

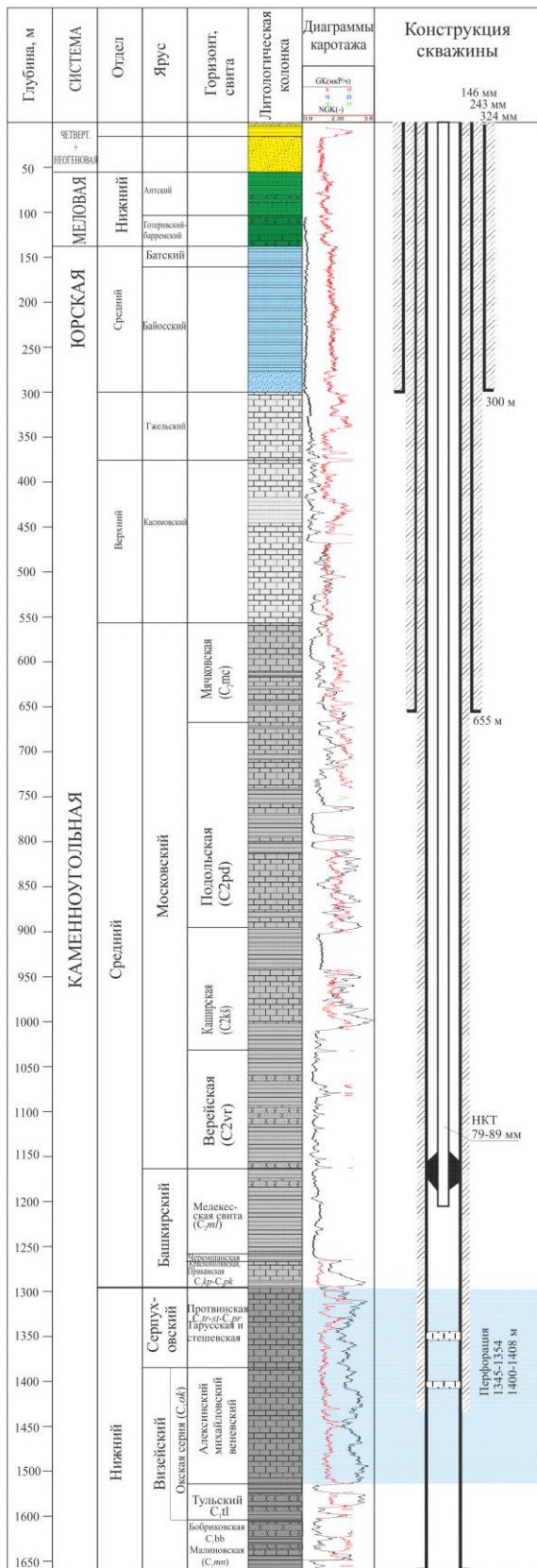
- коэффициент фильтрации – 0,0375 м/сут;
- мощность пласта – 300 м;
- водопроницаемость пласта – 11,25 м²/сут;
- коэффициент пьезопроводности – $0,27 \times 10^5$ м²/сут.
- пористость карбонатных пород 0,12.

Начиная с 2006 года по настоящее время утилизацию попутных пластовых вод Жирновского месторождения обеспечивали две скважины №№ 232, 629. Коэффициент приемистости скважин находится в пределах 388,65 – 500 м³/сут – МПа (39,38 – 50,66 м³/сут – атм).

Полигон Жирновского месторождения по структурно – тектоническому строению и гидрогеологическим условиям является полным аналогом проектному полигону утилизации попутных пластовых вод Кудиновского месторождения.

Сопоставление условий залегания и строения окско – серпуховского горизонта Кудиновского и Жирновского месторождений приведено на рисунке 3.8.

Кудиновское месторождение



Жирновское месторождение (аналог)

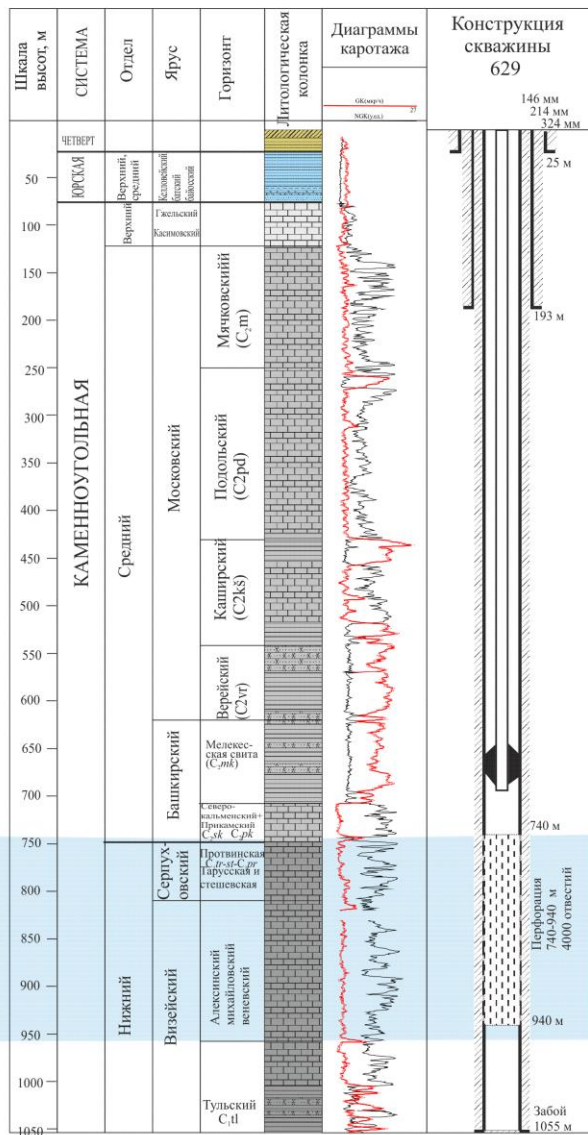


Рисунок 3.8 – Сопоставление условий залегания и строения окско – серпуховского горизонта Кудиновского и Жирновского месторождений

Основным источником формирования запасов подземных вод первых от поверхности горизонтов являются атмосферные осадки, на инфильтрацию которых существенное влияние оказывают литологический состав пород зоны аэрации, глубина залегания водоносных горизонтов, геоморфологические и геоструктурные особенности территории. Междуречные пространства на западе листа покрыты в большей своей части мощным чехлом слабопроницаемых суглинков и водоупорных глин, препятствующих инфильтрации атмосферных осадков. Пресные воды формируются преимущественно в долинах балок и рек, а также на участках выхода водовмещающих пород на дневную поверхность или неглубокого их залегания.

Гремячевское месторождение

Гремячевское месторождение расположено в юго – восточной части Волго – Уральской антеклизы, в пределах северного склона структуры первого порядка – Бузулукской впадины.

Тектоническое строение северного склона Бузулукской впадины (СБВ) во многом определяются его приуроченностью к Жигулевско – Оренбургскому своду по фундаменту.

Поверхность кристаллического фундамента в пределах свода морфологически выражена выступами-останцами, фиксированными разломами. Выступы – останцы четко группируются в гряды, которые осложняют ступени на фоне общего моноклиального погружения пород на юг. Исследуемая площадь приурочена к Гремячевско – Ольховской гряде по фундаменту.

В данном районе наблюдается четкая связь строения поверхности кристаллического фундамента со строением осадочного чехла терригенного девона. Практически все структуры II и III порядков, а также разломы по фундаменту находят свое отражение в терригенном девоне.

Гремячевское месторождение расположено на левом склоне реки Боровка.

По схеме гидрогеологического районирования описываемая территория расположена в пределах Сыртовского артезианского бассейна подземных вод.

В гидрогеологическом разрезе района по литолого – стратиграфическому принципу и рациональной глубине изучения выделяются следующие гидрогеологические подразделения:

1. Водоносный нижненеоплейстоценово – голоценовый эолово-аллювиальный горизонт (vaQ_{I-IV});
2. Относительно водоносный эоплейстоценовый озерно-аллювиальный горизонт (L, aQ_E);
3. Относительно водоупорный верхнеплиоценовый горизонт (N_2^2);
4. Водоносный татарский комплекс (P_3).

Распространение, водообильность и химический состав перечисленных гидрогеологических подразделений отражены на гидрогеологической карте района работ. При их описании название химического состава воды приводится от меньшего компонента к большему и определяется содержанием ионов в концентрациях 20 % – эквивалентов и более, при сумме молей анионов и катионов по 100 %.

Водоносный нижненеоплейстоценово – голоценовый эолово – аллювиальный горизонт (vaQ_{I-IV}) имеет широкое распространение в пределах рассматриваемого района и приурочен к долине реки Боровка, а также к долинам мелких рек.

Для литологического состава характерна невыдержанность в плане и в разрезе. Верхнюю часть разреза слагают, в основном, глинистые разности, к основанию террас и пойм располагаются песчаные отложения. Водовмещающими отложениями являются галечники, гравий, пески, супеси, суглинки.

Пески чередуются с прослоями и линзами супесей, суглинков и глин. В районе залегания эоловых отложений верхняя часть разреза сложена песками. Мощность водоносного горизонта изменяется от 6,23 м до 20,25 м.

Максимальные мощности водоносного горизонта отмечаются в долине реки Боровка, минимальные мощности – в долинах малых рек, притоков р. Боровка.

Зона аэрации сложена преимущественно песками, реже супесями, суглинками и глинами. Глубина залегания уровней подземных вод зависит от рельефа местности

и составляет 3,13 – 6,04 м. Минимальные значения глубины залегания уровня наблюдаются в пойме рек, максимальные в пределах террас.

Горизонт содержит безнапорные, реже слабонапорные воды. При наличии в кровле прослоев глин и суглинков возможно появление местного напора величиной до 4,0 м. В подошве горизонта залегают неогеновые или пермские отложения, представленные глинами, алевролитами, песчаниками.

Статический уровень устанавливается на глубинах 3,13 – 6,04 м от дневной поверхности. Дебиты скважин меняются от 0,11 до 0,32 л/с при понижениях уровня на 0,54 – 2,83 м.

Подземные воды водоносного нижнеплейстоценово – голоценового эолово-аллювиального горизонта пресные гидрокарбонатные кальциевые с минерализацией 0,25 – 0,28 г/дм³ и гидрокарбонатно – сульфатные смешанные по катионам, реже кальциево – натриевые с минерализацией 0,5 – 0,6 г/дм³.

Питание водоносного горизонта осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и паводковых вод, а также за счет перетока подземных вод из нижележащих водоносных горизонтов.

Использование подземных вод ниже-неоплейстоценово – голоценовых эолово – аллювиальных отложений в пределах рассматриваемой территории производится отдельными потребителями – индивидуальными дворами, хозяйствами из мелких скважин или оборудованными для этих целей шахтными и абиссинскими колодцами.

Относительно водоносный эоплейстоценовый озерно-аллювиальный горизонт (L,aQ_E) имеет распространение на левом склоне долины реки Боровка. В пределах горного отвода Гремячевского месторождения залегает первым от поверхности. Описываемый горизонт приурочен к линзам песков, гравийно – галечников среди глин. Средняя мощность обводненной толщи 2 – 10 м.

Уровни подземных вод описываемого горизонта устанавливаются на глубинах 3,4 – 17,9 м. Воды напорные и слабонапорные, величина напора 12,1 м.

Водообильность горизонта невысокая. Дебиты скважин составляют 0,2 – 2,0 л/с, при понижениях 3,2 – 15,0 м. По химическому составу воды гидрокарбонатные,

сульфатно – гидрокарбонатные магниевые – кальциевые, реже кальциево-магниевые с минерализацией 0,3 – 0,5 г/дм³.

Питание водоносного горизонта осуществляется, в основном, за счет атмосферных осадков, а также путем подтока из ниже – или вышележащих водоносных горизонтов. Разгрузка осуществляется в виде скрытого дренажа в долины рек.

Практического значения для водоснабжения данный комплекс не имеет.

Относительно водоупорный верхнеплиоценовый горизонт (N₂²) на дневную поверхность выходит южнее рассматриваемого месторождения. В подошве залегают отложения нижнего плиоцена, характеризующиеся как «базальный галечниковый горизонт».

Литологически верхнеплиоценовые отложения представлены глинами с прослоями средне– и мелкозернистых песков, редко с гравийно-мелкогалечным материалом. Благодаря явному преобладанию водоупорных и слабопроницаемых пород, подземные воды в описываемых отложениях распространены спорадически, то есть приурочены к отдельным линзам, слоям и прослойкам мелкозернистых песков, реже галечников.

Мощность водовмещающих отложений составляет 6,9 – 9,0 м, западнее рассматриваемой территории достигает 29,1 м. Уровни подземных вод залегают на глубинах 4,06 – 89,0 м. Воды, в основном, напорные, редко встречаются безнапорные. Величина напора составляет 30,7 – 40,5 м, южнее рассматриваемого района достигает до 95,9 м. Пьезометрические уровни устанавливаются от 48,9 м до + 6,9 м выше поверхности земли. Безнапорные воды вскрыты на левобережье р. Боровка, в пределах контура Воронцовского месторождения с установившимся уровнем подземных вод на глубине 4,06 м.

Дебиты скважин изменяются от 0,33 до 1,0 л/с при понижениях 2,13 – 68,9 м.

Воды пресные с минерализацией 0,5 – 0,7 г/дм³ и слабосоленоватые с минерализацией до 1,51 г/дм³. По химическому составу пресные воды гидрокарбонатные смешанные по катионам и сульфатно – гидрокарбонатные

натриево-кальциевые. Химический состав слабосолоноватых вод – гидрокарбонатно-хлоридный натриевый.

Питание горизонта происходит за счет атмосферных осадков, перетока из выше и ниже лежащих водоносных горизонтов и подтока по латерали. Разгрузка происходит в виде скрытого стока в долины рек и перетока в смежные водоносные горизонты.

Подземные воды используются для хозяйственно – питьевого водоснабжения ограниченно отдельными хозяйствами (п. Твердилово). Часто каптаж для увеличения водоотбора осуществляется совместно с другими водоносными горизонтами.

Водоносный татарский комплекс (Р₃) в пределах рассматриваемой территории имеет повсеместное распространение. Выходы на дневную поверхность татарских (северодвинско – вятских) отложений картируются севернее и северо – западнее рассматриваемого месторождения, где они приурочены к самым высоким отметкам и частично перекрыты нижнетриасовыми отложениями. В пределах Гремячевского месторождения перекрыты более молодыми образованиями.

Комплекс представлен толщей ритмично чередующихся песчано-глинистых пород: глин, алевролитов, очень редко маломощных прослоев глинистых песчаников, мергелей. Мощность обводненной толщи изменяется от 5,0 до 87,3 м.

Зона аэрации сложена переслаивающимися между собой вышеуказанными литологическими разностями, сверху перекрытыми эолово-аллювиальными осадками. Суммарная мощность пород зоны аэрации колеблется в диапазоне 25 – 102 м.

В описываемом водоносном комплексе формируются как безнапорные так и напорные воды с величиной напора от 1,1 – 41,2 м до 57,5 – 61,5 м. Южнее рассматриваемого участка, там, где татарские отложения перекрыты отложениями неогена, выполняющие палеодолину реки Самара, величина напора возрастает до 90,7 м. Уровень подземных вод устанавливается на глубине от 2,0 до 102,0 м.

Водообильность татарского комплекса зависит от литологического состава водовмещающих отложений, степени их трещиноватости и мощности. Дебиты

скважин изменяются в пределах 0,35 – 7,0 л/с при понижении уровня воды на 3,5 – 22,0 м. Повышенные значения дебитов скважин отмечаются в местах выхода татарских отложений на поверхность или близкого залегания к ней. Дебиты здесь составляют 3,4 – 7,0 л/с при понижениях на 3,5 – 22,0 м.

Химический состав и минерализация воды зависит от состава водовмещающих пород и глубины их залегания. В верхних частях разреза рассматриваемого водоносного комплекса формируются преимущественно пресные воды с минерализацией 0,4 – 0,9 г/дм³. По химическому составу воды, в основном, гидрокарбонатные и сульфатно – гидрокарбонатные, реже хлоридно-гидрокарбонатные. В катионной части преобладают магниевое – кальциевые воды, реже кальциевое – натриевые, натриево – кальциевые воды и смешанные (трехкомпонентные) воды. В погруженной части комплекса в водах доминируют хлориды, сульфаты в сочетании с натрием и магнием. Минерализация может увеличиваться до 1,5 и выше г/дм³.

Питание горизонта осуществляется за счет атмосферных осадков, а также за счет выше и ниже лежащих отложений. Разгрузка подземных вод частично происходит в области питания в пониженные участки рельефа в виде родников, частично путем перетока в подстилающие и перекрывающие гидрогеологические подразделения.

Подземные воды комплекса используются для хозяйственно – питьевых целей в населенных пунктах, располагающихся в пределах выхода татарских отложений на поверхность или близкого их залегания.

В пределах Гремячевского месторождения описываемый водоносный комплекс является перспективным для технического водоснабжения.

Анализируя геолого – гидрогеологические условия района работ можно сделать вывод, что единственным источником технического водоснабжения Гремячевского нефтяного месторождения, является водоносный татарский комплекс, имеющий широкое площадное развитие, высокие фильтрационно – емкостные свойства и содержащий подземные воды требуемого количества.

В разрезе осадочного чехла Сысуевской площади, вскрытого глубокими поисково – разведочными скважинами, по комплексу материалов ГИС, керну, грунтам и результатам опробования выделены и прослежены следующие пласты – коллекторы: D_{IV} (воробьевский горизонт), D_{III} и D_{III} (ардатовский горизонт), D_{II} и D_I (пашийский горизонт), D_K (кыновский горизонт), B_1 (турнейский ярус), B_2 (бобриковский горизонт), A_4 (башкирский ярус), и A_3 (верейский горизонт), Pd_{III} и Pd_{IV} (подольский горизонт), $КС$ (калиновская свита казанского яруса).

На рассматриваемой территории выделяются следующие водо–нефтегазоносные комплексы:

Терригенный девонский ВНК

В пределах рассматриваемой территории в разрезе комплекса выделяются следующие песчано – алевролитовые пласты – коллекторы, приуроченные к эйфельским, воробьевским (D_{IV}), ардатовским (D_{III}), пашийским (D_{II} , D_I), и тиманским (D_K) отложениям.

В трех скважинах, пробуренных в пределах Сысуевской площади, пласты – коллекторы воробьевского горизонта по данным интерпретации ГИС охарактеризованы как водонасыщенные.

В отложениях ардатовского горизонта живетского яруса среднедевонского комплекса выделяются пласты – коллекторы D_{III} и D_{III} . Толщина проницаемой части пласта колеблется от 2 до 10 м.

Покрышка пласта D_{III} имеет небольшую толщину и выдержанность литологического состава: состоит из глин с карбонатным прослоем в основании.

В пределах лицензионного участка нефтегазопроявления в ардатовских отложениях по заключению ГИС установлены в 1 скважине. В трех скважинах № 130, № 140, № 14 и № 40 по данным ГИС – отложения ардатовского горизонта охарактеризованы как водонасыщенные.

На территории Сысуевского участка пласт Д_{II}, залегающий в нижней части пашийского горизонта, по данным заключения ГИС во всех скважинах характеризуется как песчаник водонасыщенный.

В девонском комплексе в пределах исследуемой территории нефтеносность установлена в пласте Д_I пашийского горизонта.

На территории Сысуевского участка в скважине № 140 получен приток пластовой воды дебитом 22 м³/сут.

В отложениях пашийского горизонта верхнедевонского комплекса промышленные залежи нефти установлены в пласте Д_I.

В пласте Д_I пашийского горизонта установлено две залежи нефти. Залежь I выявлена скважинами №№ 20, 21, 26. При опробовании пласта – коллектора получен приток нефти дебитом 90 т/сут (скважина № 26 и 150 т/сут (скважина № 20). Залежь II установлена по результатам перфорации продуктивного пласта в скважине № 31. Дебит нефти составил 60 т/сут. Залежь нефти пласта Д_I пашийского горизонта установлена на глубине 2400 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина терригенного пласта-коллектора составляет 2 м. Значение пористости равно 0,18 доли ед., проницаемость по промысловым данным не превышает 0,112 мкм². Нефть легкая, плотностью 0,84 г/см³, сернистая (содержание серы – 0,73 %), парафинистая (4,74 %), малосмолистая (7,5 %), маловязкая – 1,82 мПа·с.

Карбонатный верхнедевонско – турнейский НГК

В верхнедевонском карбонатном комплексе на территории Самарской области выделяется до 10 пластов – коллекторов: Дс – в доманиковом, Двг – в мендымском горизонтах среднефранского подъяруса, Дфр₁ и Дфр₂ в воронежском, евлановском и ливенском горизонтах верхнефранского подъяруса, Дфм₁, Дфм₂ и Дфм₃ – в отложениях нижнефаменского подъяруса и Дл (Дл₁, Дл₂ и Дл₃) – в отложениях заволжского надгоризонта верхнефаменского подъяруса. Все эти пласты сложены, как правило, известняками, реже известковистыми доломитами. Коллекторские свойства пластов почти всегда крайне низкие. Распространение коллекторов по

разрезу и по площади весьма неоднородное, что крайне осложняет корреляцию самих пластов и экстраполяцию их коллекторских свойств.

На территории Сысуевской площади в карбонатных девонских отложениях залежи нефти не выявлены.

В отложениях турнейского яруса нижнекаменноугольного комплекса на территории Самарской области в пределах Камско – Кинельской системы прогибов наиболее мощная пачка проницаемых пород соответствует пласту В₁. Толщина пласта изменяется от 15 до 30 м.

В скважинах №140, № 18, №40 и № 14 по данным интерпретации ГИС породы-коллекторы, приуроченные к отложениям турнейского яруса, охарактеризованы как водонасыщенные.

В скважине № 10 в результате опробования пористо-проницаемого пропластка В₁ получен приток пластовой нефти дебитом 1,5 м³/сут. В скважинах № 12, № 140, № 1 – 3 из продуктивного пласта турнейского яруса получен приток воды.

Эффективная толщина пласта В₁ составляет 6,6 м. Значение пористости равно 0,11 доли ед., проницаемость не превышает 0,009 мкм². Дебит нефти в скважине № 30 составил 35 т/сут. Нефть тяжелая, плотностью 0,886 г/см³, высокосернистая (содержание серы – 2,8 %), парафинистая (5,1 %), смолистая (18,6 %), повышенной вязкости – 14,6 мПа·с.

Терригенный нижнекаменноугольный НГК (Ш)

В пределах Самарской области в терригенном комплексе визейских отложений песчаные пласты – коллекторы приурочены к косьвинскому (С_{VIII}, С_{VII}, С_{VI}, С_V), радаевскому (С_{IV}, С_{III} и С_{II}), бобриковскому (Б₁, Б₂ (С_I), Б₃ (С_{Ia})) горизонтам.

В пределах лицензионных границ Сысуевского участка в составе бобриковского горизонта выделяется пласт – коллектор Б₂ (С_I).

Пласт Б₂ (С_I) развит повсеместно и служит основным промышленным объектом на нефть в бобриковском горизонте. Проницаемость равна 0,112 – 0,537

мкм², пористость составляет 0,18 – 0,2 доли ед. Покрышкой пласта Б₂ (С₁) служит вышезалегающая пачка глин и плотные известняки «тульской плиты».

В скважине № 33 в результате перфорации проницаемого пропластка получен приток нефти. Дебит нефти составил 8,2 м³/сут. Приток нефти дебитом 8,9 т/сут получен при испытании флюидосодержащего пропластка из скважины № 15. Нефть тяжелая плотностью 0,931 г/см³, высоковязкая (70,8 мПа×с), высокосернистая (4,1 %), парафинистая (5,4 %), смолистая (26,1 %).

Терригенно-карбонатный средне-верхнекаменноугольный НГК (V)

На территории Самарской области из трех пластов-коллекторов верейского горизонта наиболее значительным в промышленном отношении является пласт А₃. Реже встречаются залежи нефти, приуроченные к пласту А₂, и в единичном случае – к пласту А₁. Пласты А₃, А₂, А₁, верейского горизонта представлены, в основном, песчаниками светло-серыми, полимиктовыми, полевошпато – кварцевыми, мелкозернистыми, алевритистыми, плотными, реже пористыми, с прослоями алевролитов глинистых и глин. Толщины пластов соответственно равны 5 – 15, 3 – 15 и 2 – 6 м. Пласты–коллекторы среднепроницаемые (проницаемость по пласту А₃ колеблется от 0,01 до 0,4233 мкм²) и среднеемкие (пористость равна 0,11 – 0,27, 0,11 – 0,18, 0,9 – 0,23 доли ед. соответственно).

На залежь нефти в пласте А₃ верейского горизонта на глубине 1300 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина равна 2,8 м. Пористость пород-коллекторов равна 0,21 доли ед., нефтенасыщенность – 0,88 доли ед., проницаемость – 0,392 мкм². Нефть тяжелая (0,892 г/см³), высоковязкая (28,1 мПа×с), высокосернистая (3,32 %), парафинистая (5,2 %), смолистая (33,4 %).

В скважине № 10 по результатам заключения ГИС отложения пласта Pd – III интерпретируются как нефтенасыщенные. Керн, отобранный с глубин 943 – 946 м, 949 – 953 м, 1008 – 1018 м и 1031 – 1035 м, представлен известняками, насыщенными густой нефтью.

Сульфатно-карбонатный пермский НГК (VI)

Пермский нефтегазоносный комплекс включает сульфатно-карбонатные отложения ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского ярусов нижнепермского возраста и нижнеказанского подъяруса верхнепермского комплекса. На территории Самарской области в разрезе продуктивного комплекса выделяется до шести пластов, которые приурочены к артинским, кунгурским и нижнеказанским отложениям. Типы коллекторов – поровый, трещинно – поровый, кавернозно-поровый. Покрышками пластов-коллекторов являются ангидриты, плотные доломиты и известняки. В отложениях ассельского и сакмарского ярусов нижнепермского комплекса пласты – коллекторы не выделяются.

Пласт КС калиновской свиты казанского яруса имеет большую площадь распространения. Литологически продуктивный пласт калиновской свиты представлен доломитами и известняками. Коллекторские свойства пласта изучены недостаточно. Пористость и проницаемость изменяются в весьма широких пределах не только от площади к площади, но и в границах одного месторождения. По структуре порового пространства породы-коллекторы пласта КС относятся к кавернозно – поровому типу, к низко- и среднепроницаемым (проницаемость составляет от 0 до 0,207 мкм²), средне- и высокочемким (пористость – 0,14 – 0,27 доли ед.).

В отложениях калиновской свиты (пласт Кс) открыты газо – нефтяные залежи. В настоящее время залежи практически выработаны или не имеют практического значения.

Таким образом, наиболее перспективными на поиски залежей нефти на территории Сысуевской площади являются отложения I (терригенный девонский), II (карбонатный верхнедевонско – турнейский), III (терригенный визейский) нефтегазоносные комплексы. Определенные перспективы могут быть связаны с IV (карбонатный визейско – башкирский) и V (терригенно-карбонатный средне – верхнекаменноугольный) комплексами.

Гидрогеологическая характеристика разреза

Согласно гидрогеологическому районированию рассматриваемый участок относится к Волго – Уральскому артезианскому бассейну (МПР, РФ, 2000 г.).

Для гидрогеологической характеристики данного участка использовались материалы опробования в структурных скважинах, в скважинах, пробуренных на воду, а также материалы по опробованию пластоиспытателем в глубоких поисково – разведочных скважинах.

В гидрогеологическом разрезе, который вскроет проектируемая скважина, сверху – вниз выделяются три зоны: зона активного водообмена, зона затрудненного водообмена, зона застойного режима.

Зона активного водообмена представлена пресными и слабоминерализованными (до 10 г/л) водами пестрого химического состава (гидрокарбонатно – натриевого, сульфатно – натриевого, хлор – натриевого, хлор – кальциевого, хлор – магниевое), определяемого условиями растворенности и составом вмещающих пород. Общая жесткость и минерализация вод увеличивается с глубиной залегания горизонтов. Газы, растворенные в этих водах, имеют азотно – кислородный и азотный состав.

К зоне активного водообмена относятся водоносные горизонты четвертичных, татарских, казанских и кунгурских отложений.

Наиболее водообильные горизонты отмечены в четвертичных, малокинельских, аманакских, большекинельских отложениях. Дебиты составляют 36 – 120 м³/сут. Воды этих отложений могут использоваться населением как для питьевых, так и для хозяйственно – технических целей.

Водоносный горизонт четвертичных отложений связан с древнеаллювиальными и современными аллювиальными образованиями речных долин и склонов рек. Водосодержащими породами являются пески с прослоями галечников, подстилаются они плотными глинами и суглинками татарского яруса. Глубины залегания водоносного горизонта зафиксированы на глубинах 3 – 12 м. Вода имеет гидрокарбонатно – сульфатно – натриево – кальциево – магниевый

состав. Минерализация составляет от 0,6 до 2 г/л, дебиты 36 – 120 м³/сут. Питание водоносного горизонта происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков из поверхностных водотоков в паводковый период.

Водоносный горизонт малокинельской свиты отмечен на глубинах 27 – 34 м. Водовмещающими породами являются прослой песчаников, водоупором служат плотные глины. Воды малокинельской свиты пресные и слабосоленоватые, минерализация составляет 0,4 – 1,6 г/л, удельный вес – 0,998 – 1,0 г/см³, дебиты – 72 – 108 м³/сут. Наблюдаются выходы водоносного горизонта на дневную поверхность, питание осуществляется за счет атмосферных осадков. Воды имеют сульфатно – натриевый и гидрокарбонатно – натриевый типы по классификации Сулина В.А.

Водоносный горизонт аманакской свиты вскрыт на глубинах 25 – 55 м. Водовмещающими породами являются прослой трещиноватых известняков и песчаников. Водоупором служат глины и мергели. Вода аманакской свиты имеет гидрокарбонатно – натриевый состав, минерализация составляет 0,5 – 1,25 г/л, вода умеренно жесткая, дебиты достигают 85 м³/сут.

Водоносный горизонт большекинельской свиты в пределах данной территории наблюдается на глубине 60 – 80 м. Водовмещающими породами являются трещиноватые и кавернозные известняки и прослой песчаников, подстилаются они плотными глинами и мергелями. Воды данного горизонта слабосоленоватые, минерализация составляет 3,276 г/л, удельный вес – 0,00159 г/см³, очень жесткие, слабоводоносные, дебиты не установлены. Водоносный горизонт большекинельской свиты относится к сульфатно-кальциевому типу по классификации Сулина В.А.

В отложениях казанского яруса водоносные горизонты приурочены к сосновской свите и отмечены на глубинах 260 – 300 м. Воды сосновской свиты слабосоленоватые, очень жесткие, слабонапорные. Минерализация составляет 3,894 г/л, удельный вес воды – 1,0011 г/см³, дебит составляет 7,2 м³/сут. Водовмещающими породами являются прослой песчаников и трещиноватых известняков, водоупором служат пачки глин и мергелей. Водоносный горизонт

сосновской свиты относится к сульфатно – натриевому типу по классификации Сулина В.А.

Для технических нужд, при бурении глубоких поисково-разведочных скважин рекомендуется использовать водоносные горизонты малокинельской и аманакской свит.

Водоносный горизонт кунгурского яруса опробован пластоиспытателем в скважине № 100 Кротковско – Алешкинской площадь на глубине 440 – 455 м. Водовмещающими породами являются доломиты трещиноватые, водоупором служат плотные ангидриты. По химическому составу воды относятся к хлор – натриевому типу, с минерализацией 38,53 г/л, плотность воды в пластовых условиях составляет 1,09 г/см³. Пластовое давление равно 4,1 – 4,3 МПа.

Нижняя граница зоны активного водообмена проходит по подошве верхнего карбона. Зона затрудненного водообмена представлена сероводородными рассолами хлоридно – натриевого состава, слабометаморфизованными, с высоким содержанием сульфатов. К зоне затрудненного водообмена относятся водоносные горизонты среднего и нижнего карбона, и верхнего карбонатного девона. Газы, растворенные в этих водах, имеют азотный и азотно-углеводородный состава.

Опробование водоносных горизонтов среднего и нижнего карбона производились из глубоких поисковых и разведочных скважин на Дерюжевской, Ново – Аманакской, Лефановской, Сосновской, Восточно – Боголюбовской, Кротковско – Алёшкинской площадях из отложений мячковского, подольского, каширского и верейского горизонтов, башкирского яруса, бобриковского горизонта, турнейского яруса.

Водовмещающими породами в верейском и бобриковском горизонте являются пористые песчаники, в мячковском, подольском, каширском горизонтах, башкирском и турнейском ярусах – карбонатные породы пористо-кавернозные и трещиноватые. Плотность воды составляет 1,146 – 1,171 г/см³, минерализация колеблется от 207,3 до 257,0 г/л, дебиты – 1,5 – 10 м³/сут. Нижняя граница зоны затрудненного водообмена проходит по кровле карбонатно – глинистой пачки тиманского горизонта.

Зона застойного режима представлена бессероводородными, железосодержащими, йодобромными рассолами высокой метаморфизации, с высоким содержанием кальция, низким содержанием сульфатов и повышенным содержанием полезных компонентов (стронция, лития, рубидия, германия и др.).

К зоне застойного режима относятся водоносные горизонты терригенных отложений верхнего и среднего девона (пробы пластовых вод отбирались из тиманских, пашийских, ардатовских и воробьевских отложений), опробование производилось из глубоких поисково – разведочных скважин на Ново – Аманакской, Чеховской, Плотниковской, Сосновской, Дерюжевской и Кротковско – Алешкинской площадях.

Воды этой зоны имеют хлоридно-натриевый и хлоридно – кальциево – натриевый состав. Минерализация составляет 231,08 – 275,05 г/л, удельный вес воды 1,179 – 1,196 г/см³, дебиты – 12 – 70 м³/сут. Согласно «Требованиям к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов полезных ископаемых ГКЗ 2007г.», в подземных водах должны изучаться следующие полезные компоненты: йод, бром, бор, магний, калий, литий, рубидий, цезий стронций, германий.

При содержаниях соответственно: 10, 200, 250 (окись бора), 100, 1000, 10, 3, 0,5; 300, 0,05 мг/л, эти элементы должны изучаться в каждой пробе и могут представлять промышленный интерес.

Для оценки перспектив нефтеносности используется показатель содержания жидких углеводородов, так называемые «ореолы рассеивания». Содержание хотя бы одного из жидких углеводородов в концентрациях свыше 100 мг/л, характерно для вод нефтеносных пластов в песчаных коллекторах в ореоле залежи до 1000 м, и в карбонатных коллекторах – от 250 до 700 м. В случае содержания любого из жидких углеводородов менее 100 мг/л оценка опробованного объекта – фоновое значение, характерно для непродуктивного объекта, при содержании свыше 100 мг/л – аномальное значение, характерно для продуктивного горизонта, в ореоле влияния нефтяной залежи. Практически во всех пробах превышены значения по бром.

4 Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов мезозойской складчатости

Осадочный чехол Западно – Сибирской нефтегазоносной провинции в гидрогеологическом отношении делится на верхний этаж и нижний.

Водоносные комплексы верхнего этажа в южной части бассейна образованы осадками олигоцена, неогена и голоцена. Подземные воды этажа поддерживаются активным водообменом, связанным с климатом и гидрографической сетью на поверхности. Центральные и северные части этажа содержат в основном пригодную для водоснабжения пресную воду с минерализацией до 1,0 г/л (в основном $\text{HCO}_3 - \text{Ca}$, $\text{HCO}_3 - \text{NaCa}$), южнее 55° северной широты в процессе континентального засоления минерализация вод увеличивается до 10 – 15 г/л и более разнообразную по химическому составу.

Водоносные комплексы нижнего этажа представлены отложениями мелового и юрского периодов, а также содержатся в приповерхностной части палеозойского фундамента. Подземные воды второго этажа выходят на поверхность по краям бассейна, например, в Обь – Енисейском междуречье – именно отсюда пополняются запасы подземных вод. Пресная вода, пригодная для водоснабжения, распространяется в глубину до нескольких сотен метров. В Томской области в осадочном чехле в области хорошего питания и активного водообмена глубина подошвы достигает 1200 м и можно встретить пресные воды хозяйственно – питьевого назначения. Условия замедляются, минерализация растёт, водоносные комплексы и горизонты погружаются по направлению к центру бассейна увеличивается глинистость разреза.

Во внутренней части бассейна воды нижнего этажа лежат на глубине более километра, и могут самоизливаться и фонтанировать при вскрытии водоносных горизонтов скважинами. Эти области характеризуются высокой минерализацией $\text{Cl} - \text{Na}$, $\text{Cl} - \text{CaNa}$, доходящей до 20 – 30 г/л, а в юрских отложениях и фундаменте

плиты на северо – западе от Томска и до 80 г/л на глубине 2,5 километра. Высокоминерализованные воды в районах Тобольска и Сургута часто содержат биологически активные компоненты до 30 – 40 мг/л йода и до 15 – 200 мг/л брома (и более), температура в Малом Атлыме и Тобольске на глубине 2500 – 3000 м достигает 100 °С – 150 °С.

Западно – Сибирский мегабассейн (Западно – Сибирская нефтегазоносная провинция) отличается невысокой минерализацией глубоких горизонтов подземных вод и рассолов, в данном регионе достигает 70 г/дм³, бессульфатные, со значительным содержанием в пластовых водах мезозойского гидрогеологического этажа растворенных ОВ и газов углеводородного состава (рисунок 4.1).

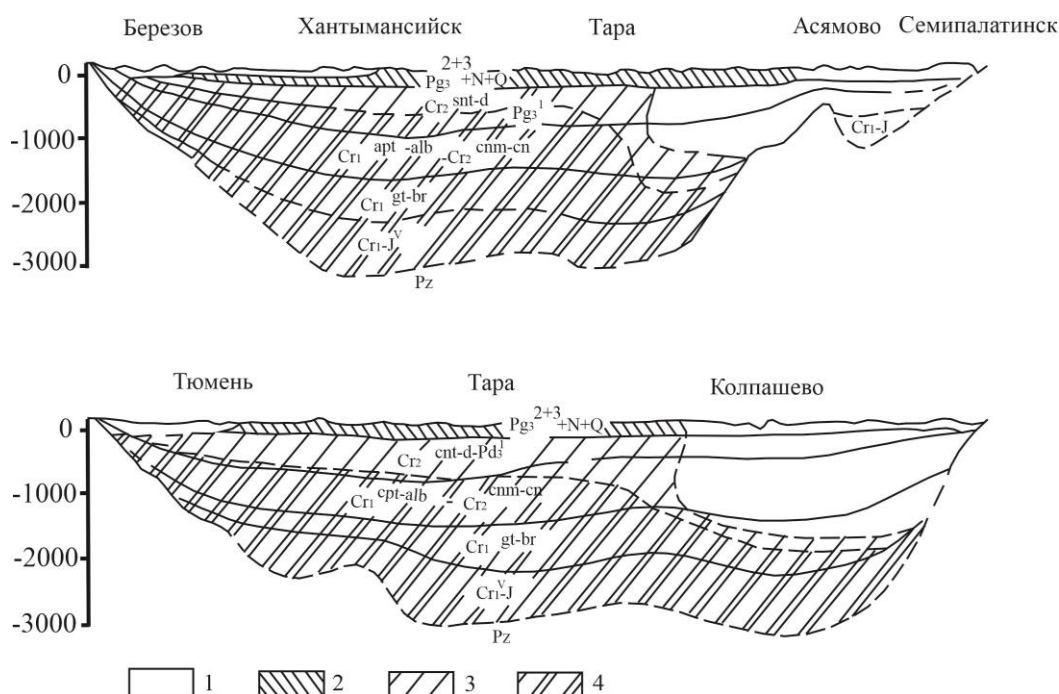


Рисунок 4.1 – Схематические гидрохимические разрезы Западно –Сибирского артезианского бассейна (по Б.Ф. Маврицкому) [21]

1 – пресные молодые инфильтрационные воды в основном гидрокарбонатно – сульфатно – натриевые (и кальциевые); 2 – минерализованные более древние воды инфильтрационного происхождения, хлоридно – сульфатно – магниевые – натриевые; 3 – минерализованные, древние воды хлоридно – натриевые; 5 – стратиграфические границы; 6 – границы гидрохимических вод

В глубоких частях бассейна накапливались метановые хлоридные кальциево – натриевые воды, а на северо – западе сформировались нефтяные и газовые месторождения.

Граница между этими водами и менее минерализованными проходит примерно по кровле верхнего мела в центральных частях бассейна, а на северо – западе в палеоцен – эоцене, где намечается большой скрытый очаг разгрузки метановых вод.

Нефтегазоносные толщи и комплексы играют роль покровов и разделов между водонефтегазоносными комплексами (ВНГК).

Тектоническое строение

В региональном плане по мезозой – кайнозойскому чехлу Западно – Сибирская провинция подразделяется на 3 крупных надпорядковых тектонических элемента: внешний тектонический пояс, Центральная и Северная тектонические области.

По поверхности фундамента Западно – Сибирская плита погружается от районов обрамления, т.е. от периферии к центральным и северным районам.

Внешний тектонический пояс располагается в краевой части плиты, где глубина до фундамента не превышает 2 км. Это преимущественно моноклинали (Березовская, Приенисейская). Поэтому здесь преобладают незамкнутые и полузамкнутые структуры разных порядков (выступы, структурные носы, террасы, моноклинали). Простираение крупных структур подчинено ориентировке складчатых структур обрамления.

Центральная тектоническая область на западе, востоке и юге примыкает к Внешнему тектоническому поясу. В её пределах моноклинали внешней зоны переходят в более пологие структуры, благодаря чему здесь широкое развитие получили крупные сводовые поднятия и мегавалы (Сургутский, Нижневартовский, Пыль – Караминский и др.).

На западе Центральной тектонической области в отличие от восточной её части преобладают отрицательные элементы: Ханты – Мансийская, Надымская впадины.

Сводовые поднятия имеют, как правило, изометричную форму и огромные площади (от 5 – 7 до 23 тыс.км²), а Пыль – Караминский мегавал – 55 тыс.км² амплитуды крупных положительных структур по фундаменту достигают 400 – 600 м, выполаживаясь вверх по разрезу (в верхнем мелу – палеогене) примерно в 10 раз (до

40 – 60 м).

Разрывные нарушения, как правило, отсутствуют редко они картируются по фундаменту с амплитудой 20 – 40 метров и затухают в нижних частях осадочного разреза. Все структуры носят консидементационный характер, т.е. рост их происходил по мере осадконакопления в связи с чем амплитуды структур уменьшаются снизу вверх. Структуры носят сквозной характер, тип антиклинальный.

В Северной тектонической области отмечены более резкие колебания амплитуд как по кровле фундамента, так и по осадочному чехлу, вплоть до верхнего мела и палеоген – неогеновых отложений. Для этой области характерны крупные линейные структуры типа мегавалов субмеридионального простирания. Глубины до фундамента здесь во впадинах и прогибах – до 7 – 8 км, на сводах и мегавалах – до 5 – 6 км. Амплитуды крупных структур по сравнению с Центральной областью увеличены от 1 до 1,5 км. Размеры мегавалов составляют 250 – 500 км на 30 – 45 км.

В отличии от Центральной, валы и своды в Северной тектонической области сформировавшись в триасовое время продолжали активно расти в позднемеловое и палеоген – четвертичное время.

Вот такая благоприятная тектоническая обстановка содействовала формированию в Северной тектонической области уникальных по своим размерам и запасам гигантских газовых месторождений: Заполярного, Медвежьего, Губкинского, Уренгойского, Ямбургского, Арктического и др.

Малобалыкское месторождение и Южно – Тепловский лицензионный участок Малобалыкского месторождения

Малобалыкское нефтяное месторождение в России расположено в Ханты – Мансийском автономном округе.

История разработки месторождения

В 1961 – 1962 гг. в результате сейсморазведочных работ силами Усть – Балыкской нефтеразведочной экспедиции было выявлено Малобалыкское локальное

поднятия. Проект поисково – разведочного бурения на Малобалыкскую площадь составлен в начале 1966 г. В апреле 1966г. Малобалыкское поднятие было введено в поисковое бурение, а в августе 1966г. при испытании пласта АС₄ в скважине ЗР был получен фонтан нефти. Позже в результате бурения скважины 1Р, была доказана нефтеносность пластов АС₅ – 6 (1968 г.) и Ачимовской толщи (1967г.) и открыто само месторождение. Выделено 5 водо – нефтеносных объектов: АС₄ – 6; АС₇ – 8, БС₉; Ач₁ – 3; ЮС₂. Залежь нефти установлена в пластах: ачимовской толщи (Ач₁, Ач₂, Ач₃), пластах БС₉, АС₇, АС₅ – 6, АС₄. Залежи юрских отложений недоразведаны.

С 1984г. Малобалыкское месторождение введено в промышленную эксплуатацию. В разработке находится 3 объекта АС₄ – 6, АС₇ – 8, Ач₁ – 3.

В тектоническом отношении район расположен в центральной части Западно – Сибирской плиты, входящей в состав молодой Уральско – Сибирской платформы и приурочен к Малобалыкской мегаседловине. Геологический разрез месторождения сложен мезокайнозойскими отложениями осадочного чехла, залегающего на поверхности палеозойского складчатого фундамента.

Западно – Сибирская НГП обладает огромными запасами термальной воды. Оказывается, на глубине 1,5 – 2 км температура пластовой воды достигает 100 °С – 150 °С. В недрах Западной Сибири «плещется» целое море горячей воды. Площадь его 3 млн. км², а объем 1 трлн. м³, т. е. в 2 раз больше объема Средиземного моря.

5 Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов альпийской складчатости

Рассматривается на примере Южно – Каспийской, Охотоморской и др. нефтегазоносных провинций.

5.1 Южно-Каспийская нефтегазоносная провинция

Эта провинция относится к 3 типу нефтегазоносных провинций (НГП), т.е. к НГП складчатых областей. Она занимает обширную впадину между горными хребтами Большого и Малого Кавказа (Азербайджан, Грузия), пересекает юг Каспийского моря и охватывает западную часть Туркмении, Западно – Туркменскую впадину и окружающие её хребты Большого и Малого Балхана (север), Копет – Дага (на востоке) и Эльбруса на юге.

Литолого-стратиграфический разрез

Разрез этой крупнейшей межгорной впадины обусловлен проявлением альпийской складчатости, благодаря которой сформирован альпийский структурно-формационный этаж, включающий мощные осадки мезозойского, палеогенового, неогенового и четвертичного (антропогенного) возраста [6].

$J_1 - J_2$ – преимущественно терригенные осадки, мощностью 5 – 6 км.

$J_3 - K_1$, палеоцен, эоцен - карбонатные, мергелисто – глинистые и песчано-глинистые отложения мощностью до 7 – 9 тыс.м.

Верхний палеоцен – средний неоген – песчано – глинистые породы мощностью 7 – 8 км.

Верхний плиоцен – до современных – песчано – глинистые породы мощностью 3 – 4 км.

Тектоническое строение

Южно-Каспийская провинция (ЮКП) представляет собой межгорную впадину, состоящую из трех впадин: Рионской, Куринской, Западно – Туркменской. С севера по системе разломов впадина ограничена орогеном Большого Кавказского хребта, с юга – Малого Кавказа. На востоке прогиб граничит с хребтами Большого и Малого Балхана и Копетдага. Вдоль северного края провинции прослеживаются Терско – Каспийский краевой прогиб и Предкопетдагский краевой прогиб. Наиболее погруженная южная часть Рионской и Куринской впадин образуют Предмалокавказский краевой прогиб. Рионский прогиб отделяется от Куринского Талыш – Вандамским выступом.

Юго-восточное погружение Большого Кавказа образует наиболее продуктивную Апшеронско – Прибалханскую зону поднятий. Она представляет систему антиклинориев Большого Кавказа, резко погруженных относительно горноскладчатой области, образующих резко вытянутый в море Апшеронский полуостров и прилегающий к нему в Каспийском море Апшеронский архипелаг. Одновозрастные горизонты, встреченные в горах Большого Кавказа на высоте 2 – 3 км, в Апшеронской зоне акватории Каспийского моря лежат на глубинах до 2 км. Апшеронская зона поднятий имеет протяженность до 120 км при ширине до 80 км и выполнена в основном плиоценовыми отложениями большой мощности. Генетическая связь этой зоны с геосинклиналью Б.Кавказа накладывает отпечаток на геологическое строение всей зоны. Это наиболее насыщенный структурами и месторождениями район Азербайджана и всей провинции.

Они образуют многочисленные линии (зоны нефтегазонакопления) и относятся к структурному типу. Это преимущественно брахиантиклинали, осложненные или даже сильно разбитые многочисленными нарушениями взбросового и сбросового характера. Амплитуды смещений по разломам велики и достигают многих сотен метров.

Характерным признаком многих складок является диапиризм и грязевой вулканизм. Выделяются складки с ядрами протыкания (месторождение Нефтяные Камни – отложения коуна и майкопской свиты протыкают более молодые осадки продуктивной толщи, месторождения Бинигады, Балханы)

Явления диапиризма и грязевого вулканизма тесно связаны с формированием

Апшеронского нефтегазоносного района как результат резких вертикальных тектонических движений погруженной юго – восточной части Большого Кавказа. Под действием высоких давлений, температур, вертикальных разломов и смещений возникают в сводах структур ослабленной зоны, через которые и устремляются вверх пластичные глинисто – песчаные породы майкопской, диатомовой свит и некоторых других, образуя грязевые вулканы.

Продолжающиеся процессы тектогенеза обуславливают действия вулканов до настоящего времени. Диапиризм, грязевой вулканизм и формирование нефтяных месторождений, по мнению И.М. Губкина, изучавшего эти явления в Азербайджане, представляют единый процесс. Ядро диапировой складки при своем движении вверх (под воздействием внутренних тектонических напряжений) выжимается и образует в облегающих их породах сеть многочисленных трещин, которые становятся путями миграции для нефти и газа, поднимающихся из глубин (из нефтематеринских свит – майкопская, диатомовая, сумчайтская свиты).

Антиклинальная зона Апшеронского полуострова погружается под уровень Каспийского моря, образуя Апшеронский архипелаг и соединяясь в море с Прибалханской зоной поднятия Западной Туркменией, образуя единую крупную и протяженную зону нефтегазанакоплений. Западно – Туркменская часть Южно – Каспийской впадины представляет ее восточное замыкание, где в общих чертах выделяется 2 основных элемента: прибортовое окаймление (Прибалханская и Окоремская зоны поднятия) и внутренняя депрессия или Западно-Туркменская впадина. Обе приподнятые зоны образованы серией антиклинальных линий с брахиантиклинальными высокоамплитудными складками, разбитыми многочисленными сбросами. В этих зонах выявлено большое число крупных месторождений нефти и газа (Котур – Тепе, Небит – Даг, Чемкен и др.).

В западной части или в Рионской межгорной впадине (Грузия) тектоника складок так же весьма интенсивная такие же брахиантиклинальные складки разбитые крупными разломами. Однако того изобилия нефти какое есть в Азербайджане Грузия не имеет.

Мы охарактеризовали наиболее важную и самую продуктивную Апшерон –

Прибалханскую зону. Но в пределах провинции выделяется еще несколько нефтегазоносных областей хотя и менее значимых, но так же важных. Большое число месторождений выделяется к югу от Апшеронской линии в Нижнекуринской впадине и ее морском продолжении – Бакинском архипелаге на Таныш – Вандамском выступе, в Кобыстане, Кировобадском районе Предмалокавказского краевого прогиба.

В Южно – Каспийской нефтегазоносной провинции выделяют 5 ВНК (водные нефтегазоносные комплексы) (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Водонефтяные комплексы Южно – Каспийской нефтегазоносные провинции

Водный нефтегазоносный комплекс (ВНК)	Стратиграфический объем комплекса
1	2
1. Верхнеплиоценовый терригенно-карбонатный	Апшеронский и акчагыльский ярусы
2. Среднеплиоценовый терригенный (продуктивная толща) мощностью 7 – 8 км	Сураханская свита
	Сабучинская свита
	Балаханская свита
	Свита «перерыва»
3 Миоценовый терригенный	Надकिрмакинская глинистая свита (НКГ)
	Диатомовая свита Чокракский горизонт
4. Палеогеновый терригенно – карбонатный	Нижнемайкопская подсвита
5. Верхнемеловой терригенно – карбонатный и вулканогенный	Турон – датский

Подавляющая часть разведанных запасов связана со среднеплиоценовым комплексом, т.е. продуктивной толщей. Другие комплексы имеют ограниченное распространение.

Максимальная мощность продуктивной толщи в акватории Каспия достигает 3700 метров, постепенно уменьшаясь в западном направлении. Устойчивые дебиты скважин достигает 100 – 250 т/сут.

В разрезе продуктивной толщи выделяют до 40 песчаных пластов и водоносных

коллекторов.

Почти все месторождения многопластовые, сводовые тектонически экранированные. Большое разнообразие типов ловушек характерно для провинции. Практически встречаются все типы, кроме рифовых массивов и соляно купольных структур.

Расположенной в пределах стран Азербайджана, восточной части Грузии и западной части Туркменистана. Площадь свыше 200 тысяч км². Включает Кобыстано – Куринскую, Апшероно – Прибалханскую, Центрально-Южно-Каспийскую (перспективную) нефтегазоносные области и Западно – Туркменскую газонефтеносную область.

Наиболее значительные месторождения: Нафталанское, Нефтечалинское, Биби – Эйбатское, Бинагадинское, Нефтяные Камни, Котуртепинское, Небит – Дагское, Окаремское и др. Первые нефтяные месторождения (Балаханы – Сабунчи – Романы, Челекенское) открыты и разрабатывались кустарно с середины 19 века. Планомерные поисковые работы на нефть и газ стали проводиться с 20-х гг. 20 века. К 1989 выявлено 100 месторождений нефти и газа, в том числе 72 на территории Азербайджана и Грузии, 28 в Туркмении.

Тектонически Южно – Каспийская нефтегазоносная провинция приурочена к крупной области прогибания, включающей Южно –Каспийскую впадину, Куринский межгорный прогиб, Аладаг –Мессарианскую ступень и западное окончание Копетдагского мегантиклинория. Ограничена с севера мегантиклинорием Большого Кавказа, глубинным Среднекаспийским разломом и Большебалханским антиклинорием, с запада Дзирульским массивом, с юга складчатой системой Малого Кавказа, с востока Копетдагским мегантиклинорием. Глубина залегания фундамента в наиболее погруженных частях свыше 20 км.

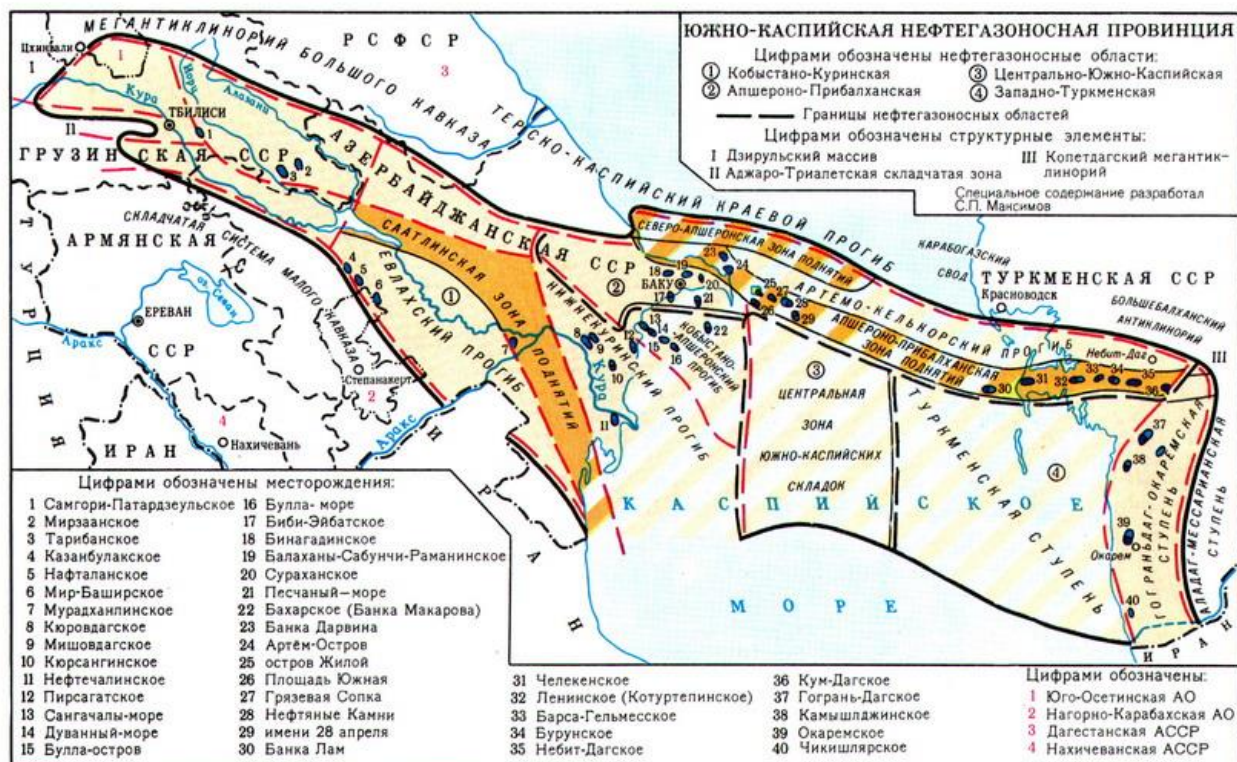


Рисунок 5.1 – Южно – Каспийская нефтегазоносная провинция

Основным нефте – водоносным комплексом Южно – Каспийской нефтегазоносной провинции, содержащим почти все разведанные запасы нефти и газа, является «продуктивная» толща плиоцена и её аналог – «красноцветная» толща в Западной Туркмении. «Продуктивная» толща представлена чередованием песчаных коллекторов и глинистых покрышек общей мощностью от 1,2 до 4 км, «красноцветная» толща – монотонным чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород мощностью 0,8 – 3 км. В западной части провинции на погружении Малого Кавказа (Кировабадский район) и в восточной Грузии «продуктивная» толща отсутствует, залежи углеводородов обнаружены в отложениях майкопской серии олигоцена – нижнего миоцена и в породах верхнего мела. Основные районы добычи нефти и газа приурочены к Апшероно – Прибалхашской нефтегазоносной области Азербайджана и к Западной Туркмении. Коллекторы «продуктивной» толщи на месторождениях Апшеронского полуострова представлены хорошо отсортированными кварцевыми песками с высокими значениями пористости и проницаемости. В разрезе выделяется до 40

нефтегазоносных объектов. Залежи пластовые сводовые, тектонически и литологически экранированные, реже литологически ограниченные. Месторождения приурочены к брахиантиклиналям, интенсивно разорванным многочисленными нарушениями различной амплитуды, осложнённым грязевым вулканизмом. Нефти нафтено – метанового состава с плотностью 850 – 910 кг/м³, содержанием S – 0,4%, парафина до 18%. В составе газового конденсата преобладают лёгкие углеводороды, количество парафина, смол, асфальтенов незначительно. Плотность конденсата 729 – 813 кг/м³. Свободные газы метановые с незначительным содержанием CO₂, N₂.

5.2 Северо-Кавказская нефтегазоносная провинция, (Азово – Кубанская нефтегазоносная область)

Основные черты геологического строения

Азово – Кубанская газонефтеносная область в тектоническом отношении является частью обширной эпигерцинской платформы, которая в пределах рассматриваемого региона занимает положение между докембрийской Русской платформой и альпийским складчатым погружением Большого Кавказа. Платформенный чехол ее слагают породы от триасового до четвертичного возраста. Подвижный южный край платформы, сочленяющийся с геосинклинальной областью системой глубинных разломов, в мезозое – кайнозое испытывал контрастные колебательные движения большой амплитуды. В современном структурном плане здесь выделяются Западно – Кубанский передовой прогиб, выполненный мощной толщей мезозойско – кайнозойских образований (до 10 – 12 км), Восточно – Кубанский прогиб (мощность осадочного чехла до 8 – 9 км) и разделяющий их Адыгейский выступ.

Северная стабильная часть платформы характеризуется сокращенной мощностью (2 – 4 км) мезозойских и палеоген – неогеновых отложений и развитием

крупных погребенных валообразных поднятий, наиболее значительными из которых являются Каневско – Березанское и Староминско – Ленинградское.

По неогеновым отложениям рассматриваемый регион представляет собой единую резко асимметричную Азово – Кубанскую впадину. Северный борт ее является обширной моноклиной, а крутой южный осложнен многочисленными локальными складками.

Водонефтегазоносность. Азово – Кубанская газонефтеносная область характеризуется высокой степенью разведанности. Перспективы открытия сколько-нибудь крупных месторождений нефти и газа связываются лишь с глубокозалегающими подсолевыми отложениями юрского возраста Восточно-Кубанского прогиба и мезозойским комплексом Западно-Кубанского прогиба.

В размещении выявленных месторождений прослеживается четкая закономерность. Южный борт и осевая часть Западно – Кубанского прогиба характеризуются преимущественной нефтеносностью, остальная территория – газоносностью недр. Стратиграфический интервал продуктивных отложений охватывает весь разрез осадочного чехла от триасовых до понтических.

Азово – Кубанский артезианский бассейн расположен в Краснодарском крае, южной части Ростовской области и западной части Ставропольского края.

В бассейне – 18 водоносных комплексов, в основном расположенных на глубинах 100 – 500 метров в плиоценовых породах. Плиоценовые водоносные горизонты содержат – пресные воды, солёностью до 0,5 – 1,0 г/дм³, и до 1,5 г/л.

Воды нижнего комплекса – мезо- и кайнозойского водоносных горизонтов – лежат на большей глубине и имеют минерализацию от 0,5 до 5 г/л.

Основные эксплуатационные водоносные комплексы приурочены к средне – верхнеплиоценовым (киммерийский, куяльницкий, краснодарский горизонты) и понтическим пескам, песчаникам и известнякам на глубине 100-500 м; мощность комплексов соответственно 550 и 400 м. Дебит скважин самоизливом до 250 л/с, средне удельный дебит 0,1 – 2,3 л/с, коэффициент водопроницаемости 1000 – 8000 м²/сут. Воды пресные или солоноватые маломинерализованные (0,5 – 1,5 г/л), по составу – HCO_3^- , $\text{HCO}_3^- - \text{SO}_4^{2-}$, $\text{HCO}_3^- - \text{Cl}^-$, $\text{SO}_4^{2-} - \text{Cl}^-$ и Cl^- .

Остальные палео-, мезо- и кайнозойские осадочные водоносные комплексы общей мощностью до 3000 м залегают на большой глубине, менее водообильны (удельные дебиты 0,01 – 1,2 л/с) и более минерализованы (от 0,5 до 3 – 5 г/л и более). Воды нередко термальные (60 °С и более). Региональная область питания всех комплексов и горизонтов – северный склон Большого Кавказа, правобережье Нижнего Дона; основной областью разгрузки является Азовское море, нижнее течение рр. Кубань, Дон, Маныч. Естественные ресурсы подземных вод $259,4 \times 10^7 \text{ м}^3$ в год (из них неогеновые водоносные комплексы 1,6 млрд. м^3 ; палеогеновые – 571 млн. м^3 , мезозойские – 343 млн. м^3 , палеозойские – 77 млн. м^3); прогнозные эксплуатационные ресурсы $110 \times 10^7 \text{ м}^3$ в год.

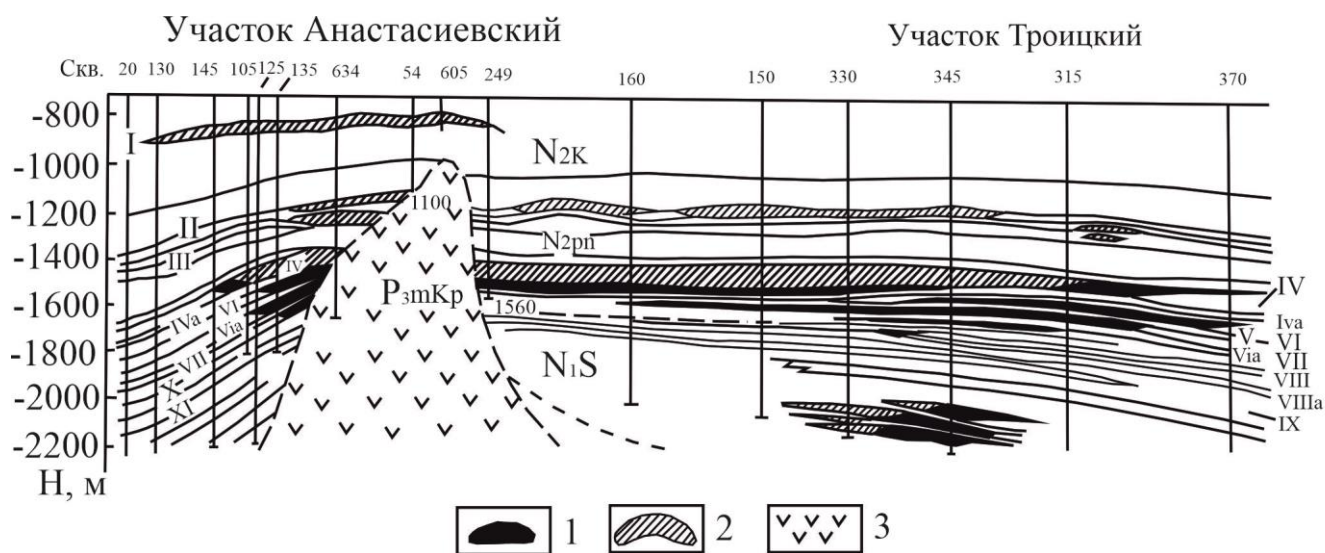


Рисунок 5.2– Геолого – гидрогеологическое строение Анастасиевско – Troitsкого месторождения нефти и газа Азово –Кубанской нефтегазоносной области
1 – нефть; 2 –газ; 3 – газ; 4 –диапировое ядро

На Анастасиевском месторождении зафиксировано диапировое ядро майкопских глин доходящее до верхнеплиоценовых отложений, с этим ядром контактируют пластово – поровые водоносные горизонты, залежи нефти и газа миоцен – плиоценового возраста. Особенностью этой залежи является газовая залежь высотой от 100 м и более.

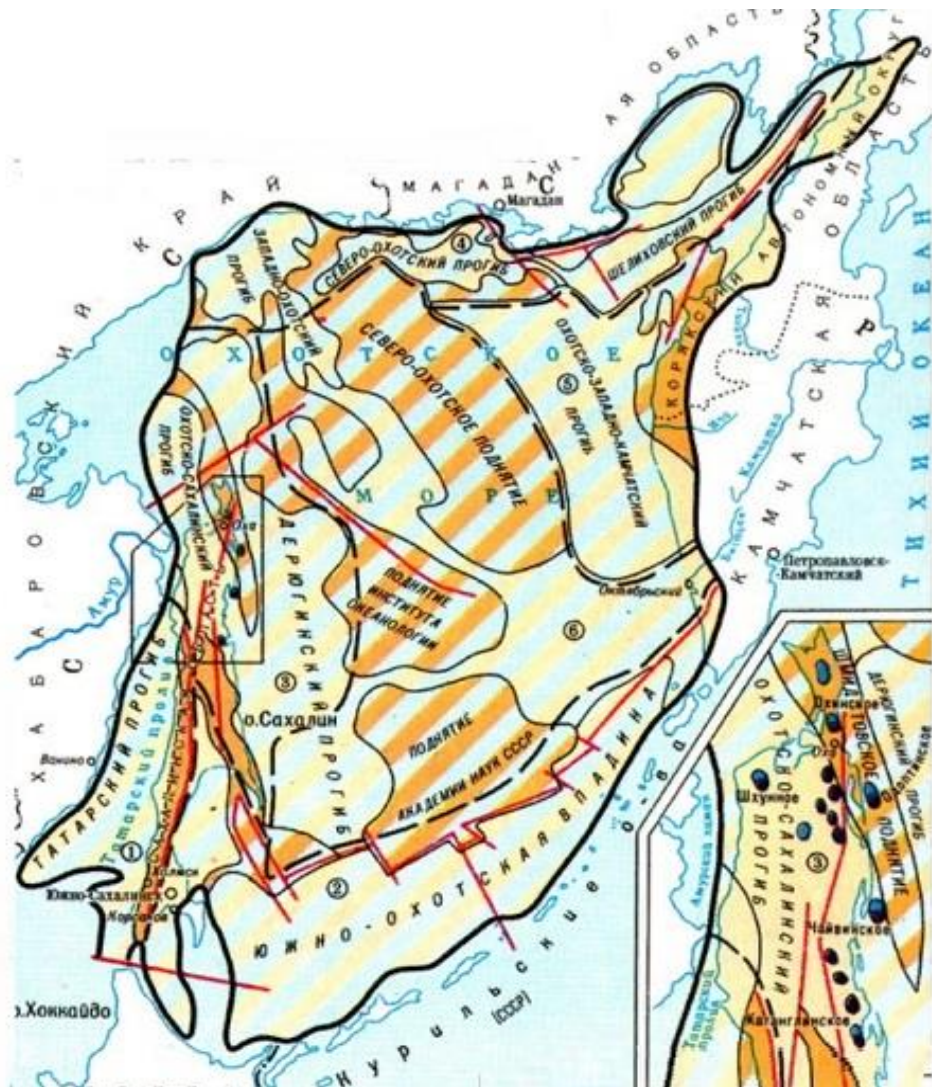
Подземные воды бассейна интенсивно эксплуатируются многочисленными скважинами для хозяйственно – питьевого и технического водоснабжения; для обводнения при разработке нефтяных месторождений, в качестве промышленных вод, а также в теплоснабжении и бальнеологии. Использование природных ресурсов – 20%, эксплуатационных – свыше 30%.

5.3 Охотоморская нефтегазоносная провинция

Охотоморская нефтегазоносная провинция охватывает акваторию Охотского и Российской сектор Японского морей, а также нефтегазоносные и перспективные территории о. Сахалин и западного побережья Камчатки. С запада и севера НГП ограничен Восточно – Азиатским вулканогенным поясом, на востоке – кайнозойскими складчатыми системами Камчатки, а на юге – Курильской геосинклинальной котловиной. Проводят границы бассейна и показывают следующие тектонические элементы: в северной (Охотско-Камчатской) выделяют – Северо-Охотский, Прикамчатский, Ичинско – Охотский и Голыгинский прогибы, а также Шелиховскую впадину; в южной части – Центрально – Охотский, Южно – Охотский и прогиб Татарского пролива, а также сложно построенный Сахалинский мегантиклинорий, в строении которого отмечают – Восточно-Сахалинский и Сусунайский горстовые массивы, Северо-Сахалинский переклиальный прогиб, Тымь – Поронайский и Сусунайский грабены.

Литолого-стратиграфический разрез

В строении осадочного чехла и нефтегазоносности Охотоморского НГП, выделяют нефтегазоносные (нижний миоцен, средний миоцен и окобыкайско-нутовский) и перспективные (меловой, палеогеновый) нефтегазоносные комплексы. Рассматривают группу Охинских месторождений, Одоптинское, Сабинское и др. Проводят нефтегеологическое районирование, обосновывают перспективы нефтегазоносности.



Нефтегазовые области

1. Западно-Сахалинская
2. Южно - Охотская
3. Северо-Восточно - Сахалинская
4. Северо - Охотская
5. Западно - Камчатская
6. Центрально - Охотская



границы
нефтегазовых
областей

Рисунок 5.3 – Тектонические элементы Охотоморской нефтегазоносной провинции

6 Экологические требования к подземным водам на месторождениях углеводородов (УВ)

При выборе, отводе и использовании земель для проектных, поисковых, разведочных, эксплуатационных скважин должно быть обеспечено минимальное воздействие на окружающую среду за счет применения экологически чистых, энерго- и ресурсосберегающих технологий, минимальное изъятие земельных ресурсов из хозяйственного использования.

С этой целью проводятся мероприятия по *охране недр* для предотвращения открытых нефтегазопроявлений из скважин, исключения влияния агрессивных вод на продуктивные пласты, изоляции пластов с пресной водой от пластов с минерализованной водой.

В подготовительный период (до начала буровых работ) должна быть оборудована система сбора отходов бурения (шлама и сточных вод);

- должна быть предусмотрена гидроизоляция технологических емкостей, исключающая попадание в окружающую среду жидких и твердых отходов бурения;

- оборудование устьев скважин противовыборосовой арматурой, опрессовка их до и после монтажа, постоянный контроль за их исправностью, особенно перед вскрытием возможно продуктивных пластов;

- постоянный контроль качества промывочной жидкости;

- перекрытие верхних водоносных пластов направлением, кондуктором и технической колонной;

- нижних продуктивных – эксплуатационной колонной;

- мероприятия по охране подземных вод при водозаборе из подземных водоисточников согласно требованиям СнИП 2.04.02. – 84, предусматривают устройство санитарной зоны вокруг скважины. Забор воды для технических нужд из поверхностных водоемов и сброс в них сточных вод должен быть исключен.

Целью *охраны окружающей среды* является защита почвенно-растительного

покрова и водоемов и ликвидация последствий нанесенного ей ущерба.

Проектами предусматриваются следующие мероприятия:

- снятие и восстановление плодородного слоя при прокладке водопроводов;
- снятие и восстановление плодородного слоя на площадках под буровую установку и скважины – колодцы;
- сооружение котлованов для утилизации выбуренной породы; бетонированных амбаров для сбора минерализованной воды и нефти;
- двойная обваловка территории буровой землей из котлованов с целью предотвращения загрязнения окружающей местности сточными водами;
- не допускать разлива на почву ГСМ и химреагентов;
- осуществлять сбор нефти и минерализованной воды, полученных при опробовании, в емкости с последующей утилизацией;
- не допускать длительного хранения нефти, минерализованной воды в открытых земляных амбарах в зимний, и особенно, предпаводковый периоды;
- по окончании работ на буровой произвести уборку с территории металлических предметов;
- выравнивание и рекультивацию территории в соответствии с требованиями землепользования.

Заключение

При изучении подземных вод глубоких горизонтов нефтегазоносных провинций и бассейнов следует уделять большое внимание вопросам генезиса, распространения и динамики подземных вод.

Проводимые в большом объеме исследования ионно – солевого состава подземных вод и рассолов нефтегазоносных бассейнов направлены на определение различных макро– и микрокомпонентов, органических веществ и тд.

В процессе эксплуатации нефтегазовых месторождений выявляются ресурсы промышленных вод.

Необходимо проводить исследования изотопного состава подземных вод нефтегазоносных бассейнов. Следует значительно усилить и расширить исследования, связанные с определением абсолютного возраста подземных вод. Эти исследования дадут интересный и объективный материал для изучения генезиса подземных вод, в том числе и вод, залегающих на больших глубинах, расширят возможности использования подземных вод для питьевых, технических целей, для орошения сельскохозяйственных площадей.

Гидрохимические исследования позволят выявить неисчерпаемые ресурсы промышленно ценных вод. Надо расширить изучение запасов, ресурсов, баланса и стока вод. В нефтегазоносных бассейнах рекомендуется в еще большем объеме проводить геотермические исследования, при этом следует уделять внимание изучению теплофизических свойств пород, слагающих разрезы, и на основе этих данных вычислять тепловые потоки. Систематическое изучение тепловых потоков на отдельных площадях и обширных территориях позволят научно подойти к геотермическому районированию территорий, выявлению различных геотермических полей и в конечном итоге к использованию этих материалов при поисках, разведке и разработке водо – нефти – газоносных недр.

Глубокие и всесторонние гидрогеологические и гидротермические исследования дадут большой материал для осуществления наиболее рациональной

разработки недр, заключающих нефтяные и газовые залежи. Эти исследования откроют широкие пути для использования подземных термальных вод – для извлечения из них ценных солей, необходимых химической промышленности, для теплофикации населенных пунктов, выработки электроэнергии, для бальнеологических и других целей.

Контрольные вопросы

1. С какими водами столкнулись люди при добычи нефти на Апшеронском полуострове?
2. Где впервые на территории России столкнулись с грязевым вулканизмом и глинистым диапиром?
3. Перечислите грязевые бальнеологические ресурсы.
4. Перечислите гидродинамические ресурсы нефтегазоносных провинций.
5. Что такое процесс фильтрации гравитационных вод?
6. Какой закон является определяющим для фильтрации подземных вод?
7. Перечислите гидродинамические параметры подземных вод.
8. Как разделяются подземные воды по генезису?
9. Перечислите генетические виды подземных вод.
10. Перечислите стадии вертикальной зональности подземных вод.
11. Перечислите виды пористости пород, как они определяются в лаборатории.
12. Перечислите основные группы коллекторов.
13. Перечислите основные виды гидрогеологических природных резервуаров.
14. Перечислите основные классификации природных вод по химическому составу углеводородных месторождений.
15. Перечислите генетические коэффициенты для подземных вод.
16. Особенности гидрогеологии, строения, тектоники Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.
17. Назовите гидрогеологические Кудиновского месторождения.
18. Перечислите гидрогеологические особенности Оренбургской нефтегазоносной области.
19. Перечислите гидрогеологические особенности Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

20. Назовите гидрогеологические особенности и строение нефтегазоносных бассейнов палеозойской складчатости (на примере одного из бассейнов).

21. Назовите гидрогеологические особенности и строение нефтегазоносных бассейнов мезозойской складчатости (на примере одного из бассейнов).

22. Назовите гидрогеологические особенности и строение нефтегазоносных бассейнов альпийской складчатости (на примере Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции, Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции, Охотоморской нефтегазоносной провинции).

Список использованные источники

1. Абдрахманов, Р.Ф. Формирование подземных вод Башкирского Предуралья в условиях техногенного влияния / Р.Ф. Абдрахманов, В.Г. Попов – Башкирский науч. центр Уральского отделения АН СССР. Инт-т геологии: Уфа, 1990 – 118 с.
2. Алекин, О.А. Основы гидрохимии / О.А. Алекин – Л.: Гидрометеиздат, 1953. – 296 с.
3. Анисимов, Л.А. Условия залегания и химический состав седиментационных рассолов соленосных толщ Прикаспийской впадины / Л.А. Анисимов, С.М. Кисельгоф. – АН СССР, М.: Наука, 1972. – т. 202. – № 4. – С. 932 – 935.
4. Афанасьев, Т.П. Подземные воды Среднего Поволжья и Прикамья и их гидрохимическая зональность / Т.П. Афанасьев. – М.: изд. АН СССР, 1956. – 263 с.
5. Гаев, А.Я. Гидрогеохимия Урала и вопросы охраны подземных вод / А.Я. Гаев. – Свердловск: Изд-во Урал. ун-та, 1989. – 368 с.
6. Габриелянц, Г.А. Геология нефтяных и газовых месторождений / Г.А. Габриелянц. – М.: Недра, 1984 – 286 с.
7. Гаев, А.Я. Роль неотектонического фактора в формировании ресурсов подземных вод осадочных бассейнов / А.Я. Гаев, Е.Б. Савилова / Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России (XXII Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока с международным участием). Ответственные редакторы Д.А. Новиков, С.В. Алексеев, А.Ф. Сухорукова. Издательство: Новосибирский национальный исследовательский государственный университет (Новосибирск), 2018. – С. 136 – 140.
8. Гидрогеология Волго – Уральской нефтегазоносной области / под ред. М.И. Субботы, Г.П. Яковсона. М.: Недра, 1967. – 422 с.

9. Гидрогеология СССР, том XIII, Поволжье и Прикамье / под редакцией Афанасьева Т.П. – М.: Недра, 1970. – 800 с.
10. Капченко, Л.Н. Связь нефти, рассолов и соли в земной коре / Л.Н. Капченко. – Л.: Недра, 1974. - 1983 с.
11. Карцев, А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений / А.А. Карцев. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 353 с.
12. Кудельский, А.В. Гидрогеология, гидрогеохимия йода / А.В. Кудельский. – Минск: Наука и техника, 1976. – 214 с.
13. Мязина, Н.Г. Вертикальная гидрогеохимическая зональность минеральных вод Волгоградского Поволжья / Н.Г. Мязина // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии: Международные и отечественные технологии освоения природных и минеральных ресурсов и глобальной энергии : материалы межд. науч. конф. – Астрахань: Изд-во Астраханского гос. ун-та, 2005. – С.93 – 95
14. Мязина, Н.Г. Геохимия и генезис подземных рассолов Волгоградского Поволжья / Н.Г. Мязина // Проблемы геологии, полезных ископаемых и экологии Юга России и Кавказа: материалы IV международной науч. конф. – Новочеркасск: Изд – во ЮРГТУ, 2004. – С.53 – 56.
15. Мязина, Н.Г. Гидрогеологические и гидрогеохимические особенности верхнепермского водоносного горизонта г. Сорочинска / Н.Г. Мязина, Е.Б. Савилова // Всероссийская научно – практическая конференция Региональные проблемы геологии, географии, техносферной и экологической безопасности, Оренбург, С. 45 – 48.
16. Плотникова, Г.Н. Сероводородные воды СССР / Г.Н. Плотникова. – М.: Недра, 1981. –132 с.
17. Попов, В.Г. Гидрогеохимия и гидрогеодинамика Предуралья / В.Г. Попов. – М.: Наука, 1985. – 278 с.
18. Посохов, Е.В. Общая гидрогеохимия / Е.В. Посохов. – Л.: Недра, 1975. – 208 с.
19. Посохов, Е.В. Формирование хлоридных вод гидросферы / Е.В. Посохов. – Л.: Гидрометеиздат, 1977. – 247 с.

20. Савилова, Е.Б. Особенности формирования пресных подземных вод Бузулукской впадины / Е.Б. Савилова. – Наука и новые технологии и инновации Кыргызстана. Бишкек, №10.–2017–С. 44 – 46.

21. Сухарев, Г.М. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений / Г.М. Сухарев. – М.: Недра, 1979. – 349 с.

22. Салех Ахмед, И.Ш. Волгоградский бишофит / И.Ш. Салех Ахмед. – Волгоград: изд – во Перемена, 2010. – 432 с.

23. Техногенная метаморфизация химического состава природных вод : на примере экол. – гидрохим. картирования бассейна р. Урал, Оренбург. обл. / В. С. Самарина [и др.]; Рос. акад. наук, Урал. отд – ние, Перм. науч. центр, Гор. ин-т. – Екатеринбург : УрО РАН, 1999. – 444 с.

24. Мязина, Н.Г. Гидрогеологические и гидрогеохимические особенности верхнепермского водоносного горизонта г. Сорочинска / Н.Г. Мязина, Е.Б. Савилова // Всероссийская научно – практическая конференция Региональные проблемы геологии, географии, техносферной и экологической безопасности, Оренбург, С. 45 – 48.