

Рис. 1. Схема строения залежей Верхневилучанского месторождения

В монографии Г.Г. Шемина [1] изложены мнения многих исследователей и научных коллективов о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности Непско-Ботуобинской антеклизы, приведены результаты оценки углеводородного потенциала подсолевого карбонатного комплекса венда – нижнего кембрия и терригенной базальной толщи венда по совокупности тектонических, литолого-фациальных, геохимических и гидрогеологических критериев, согласно которым:

- нефтегазогенерационный потенциал терригенной базальной толщи венда обладает как значительным собственным (в зонах нефтегазоаккумуляции), так и интенсивным подтоком УВ из подстилающих рифейских толщ;
- нефтегазоносность карбонатного комплекса венда – нижнего кембрия в значительной степени определяется только интенсивностью подтока УВ из подстилающих терригенных отложений и рифейских толщ;

- формирование нефтяных залежей и нефтяных оторочек происходит путем латеральной миграции УВ в ловушки из зон их генерации в Предпатомском региональном прогибе;

- движение УВ по породам-коллекторам в процессе вторичной миграции, а также последующее формирование залежей контролируются тремя силовыми факторами: капиллярным давлением, гидродинамическим напором флюидов и гравитационной сегрегацией углеводородов;

- миграция УВ как по латерали, так и по вертикали возможна, если приложенное к нефти и газу избыточное давление, определяющее их перенос, превзойдет капиллярное давление в породах, препятствующее миграции. Чаще всего это избыточное давление определяется региональным гидродинамическим напором и гравитационной сегрегацией углеводородов.

Попытаемся проанализировать приведенные выше сведения для объяснения формиро-

вания нефтяных залежей (оторочек) месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы.

Имеющаяся геологическая информация не позволяет подтвердить формирование залежей за счет латеральной миграции УВ из погруженных зон прилегающего с востока Предпатомского прогиба. В пределах его северного борта и в крыльевых зонах положительных структур (юго-восточный склон Непского свода и центральная часть Вилючанской седловины) отсутствуют надежный коллектор, исполняющий роль аккумулятора углеводородов, и проводник, способный обеспечить вторичную миграцию углеводородов к ловушкам. Поэтому возможность миграции УВ из прогиба в структурные ловушки Непского свода и Мирнинского выступа и формирование здесь нефтяных залежей маловероятны.

Такая точка зрения основывается на локальном характере распространения пород-коллекторов карбонатного и терригенного комплексов и аргументируется следующим.

Комплекс отложений венда – нижнего кембрия содержит породы-коллекторы осинского и юряхского продуктивных горизонтов.

**Осинский нефтегазоносный горизонт** приурочен к подошвенной части нижнекембрийских отложений и прослеживается на всей территории НБ НГО. Региональная нефтегазоносность осинского горизонта подтверждена открытием залежей нефти и газа на Среднеботуобинском, Талаканском, Марковском, Пилюдинском, Вакунайском и Верхнечонском месторождениях и нефтегазопоявлениями на многих площадях, в том числе на Чайндинском НГКМ и Верхневилючанском НГМ. По существу он является верхним продуктивным горизонтом в разрезе осадочного чехла, содержащим скопления УВ.

Залежи осинского горизонта связаны с локально распространенными карбонатными массивами субширотного простирания, сложенными органогенными известняками и вторичными доломитами. Как правило, породы-коллекторы характеризуются эффективными толщинами 2÷9 м, только на Талаканском ГНМ эффективные толщины достигают 20÷40 м. С зонами распространения карбонатных массивов связаны коллекторы с лучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) (максимальные значения пористости – 10÷15 %, проницаемости – 0,01÷0,1 Д).

**Юряхский нефтегазоносный горизонт** прослежен на Непском своде (Иктехское месторождение) и Вилючанской седловине (Верхневилючанское и Вилюйско-Джербинское месторождения), а также в сопредельном регионе – Березовской впадине (Бысахтахское месторождение).

Верхняя часть горизонта сложена доломитами, часто известковистыми, иногда глинистыми, и известняками с прослоями доломитовых мергелей и аргиллитов. Местами породы пропитаны нефтью. Нижняя часть горизонта представлена известняками и доломитами с тонкозернистыми прослоями, иногда микрофитолитовыми, неравномерноглинистыми с мелкими стяжениями пирита и включениями в виде тонких прослоев и линз ангидрита, иногда с мелкозубчатыми стилолитами и трещинами, заполненными нефтью.

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов резервуара невысокие: пористость изменяется от 1÷2 до 10÷15 % (иногда до 20 %), проницаемость – 0÷0,01 Д.

Толщина пород-коллекторов, как правило, составляет менее 3 м. Лишь на северо-западе Непско-Ботуобинской антеклизы и в Вилючанской седловине отмечается увеличение их мощности до 20 м.

Комплекс отложений терригенной базальной толщи венда содержит породы-коллекторы ботуобинского, улаханского, харыстанского, хамакинского, талахского и вилючанского продуктивных горизонтов.

**Ботуобинский нефтегазоносный горизонт** прослежен на Чайндинском, Среднеботуобинском, Тас-Юряхском, Хотобо-Мурбайском, Иктехском, Иреляхском, Маччобинском и Северо-Нелбинском месторождениях. Распространен горизонт в виде песчаного бароподобного тела, вытянутого вдоль юго-восточного склона Непско-Ботуобинской антеклизы. Максимальная толщина горизонта 30÷35 м отмечается в средней части выделенного барообразного тела, имеющего высокие коллекторские свойства пород: проницаемость – 0,2÷0,7 Д, пористость – 9÷16 %. Высокие ФЕС связаны с условиями формирования песчаников, имеют кварцевый состав и хорошую отсортированность. За пределами этой полосы толщина горизонта сокращается (или выклинивается), и коллекторские свойства песчаников резко ухудшаются.

**Улаханский нефтегазоносный горизонт** залегает в непосредственной близости от ботубинского и отделен от него лишь тонкой аргиллитовой перемычкой толщиной в несколько метров. Геолого-промысловые данные показывают, что в ряде случаев ботубинский и улаханский горизонты могут рассматриваться как единая гидродинамическая система. Толщина улаханского горизонта изменяется от 0 до 11 м. Коллекторские свойства хорошие: проницаемость достигает 0,4 Д, пористость – 5÷15 %. Площадь распространения горизонта ограничивается территорией, включающей Маччобинское, Иреляхское и Северо-Нелбинское месторождения, а также северную часть Среднеботубинского месторождения. К югу, востоку и западу песчаники горизонта выклиниваются.

**Харыстанский нефтегазоносный горизонт** распространен на территории Вилючанской седловины. На Верхневилючанском месторождении он представлен двумя прерывающимися по простиранию пластами песчаников и алевролитов толщиной 30 и 15 м с прослоями аргиллитов. В средней части месторождения нефтегазоносный горизонт прослеживается в виде линзовидной полосы, уходя за его пределы к северу и востоку. Северо-западная граница его распространения связана с выклиниванием пород, к юго-востоку песчаники горизонта уплотняются. Коллекторские свойства горизонта изменяются по площади: наряду с плохопроницаемыми песчаниками отмечены линзы коллекторов с высокими ФЕС (пористость – 9÷17 %, проницаемость ~ 0,1 Д).

**Хамакинский нефтегазоносный горизонт** распространен в НБ НГО не повсеместно. Он установлен на площадях юго-западной части Непско-Ботубинской антеклизы на Хотобо-Мурбайском, Чаяндинском и Талаканском месторождениях и представлен слабопроницаемыми заглинизированными песчаниками. Продуктивны линзовидные непротяженные пласты слабоглинистых песчаников толщиной 5÷10 м, которые обладают удовлетворительными ФЕС: проницаемость – 0,01÷0,1 Д, пористость – 5÷10 %.

**Талахский нефтегазоносный горизонт** распространен на значительной части рассматриваемой территории. В региональном плане он ограничен линией выклинивания в северо-западном направлении и уплотнением слагающих его песчаников в юго-восточном

направлении в сторону Предпатомского прогиба. Литологически горизонт представлен плохо отсортированными, грубозернистыми, часто слабосцементированными песчаниками с большим количеством глинистого материала. Коллекторские свойства горизонта невысокие. Хорошо проницаемые песчаники прослеживаются в виде линзовидных прослоев толщиной 5÷10 м, проницаемость которых обычно не превышает 0,05 Д, пористость – 5÷9 %.

**Вилючанский нефтегазоносный горизонт** на большей части рассматриваемой территории отсутствует. Он распространен лишь в пределах юго-восточной части Вилючанской седловины и на юго-восточном склоне Непского свода (вскрыт на Верхневилючанском, Вилюско-Джербинском, Чаяндинском и Талаканском месторождениях). Линия его выклинивания в северо-западном направлении в региональном плане проходит южнее Хотобо-Мурбайского месторождения. Горизонт представлен окварцованными песчаниками, общая толщина его меняется в широких пределах – от 0 до 150 м. ФЕС коллекторов также очень неоднородны. Высокопроницаемые прослои – до 0,1 Д и более – имеют линзовидный характер и толщину, не превышающую 10÷20 м.

Таким образом, перечисленные особенности – невыдержанность по площади пород-коллекторов, плохие ФЕС, наличие многочисленных разрывных нарушений – дают основание для иной точки зрения на формирование нефтяных залежей.

Имеющаяся информация не позволяет высоко оценивать и собственный генерационный потенциал терригенной толщи рифей-венда на территории Непско-Ботубинской антеклизы. При выделении нефтепроизводящих толщ в подсолевых отложениях Непско-Ботубинской антеклизы были приняты за основу следующие положения [2, 3]:

- потенциально нефтематеринским может считаться комплекс пород любого литологического состава;
- толща, отдавшая микронефть, должна быть обогащена остаточным автохтонным битумоидом, характеризующимся высоким содержанием асфальтенов и гетероатомов и низким содержанием масел;
- породы, из которых происходила эмиграция УВ, должны нести следы миграции микронефти в виде высоких коэффициентов концентрации аллохтонного битумоида;

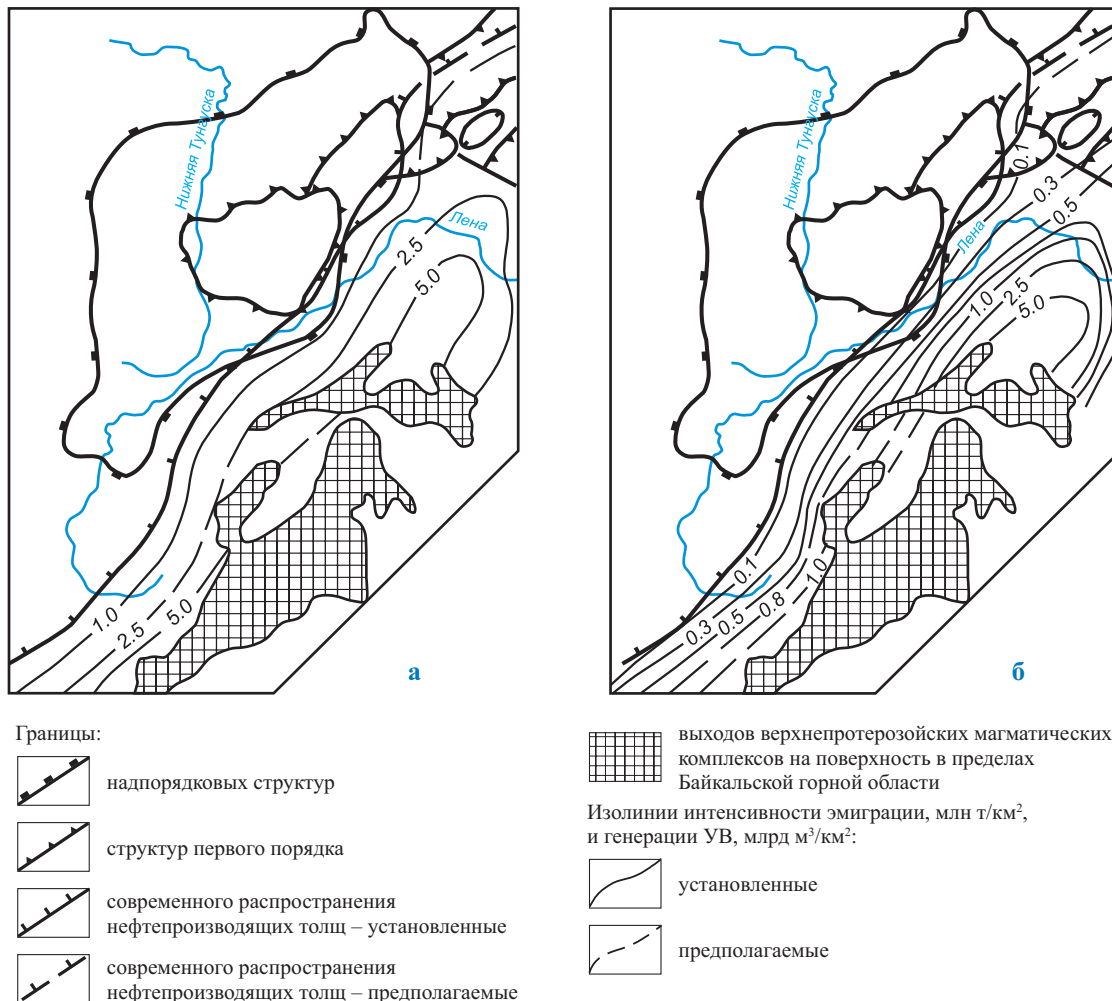
- наибольшими нефтепроизводящими свойствами должна обладать толща, характеризующаяся наличием сапропелевого исходного органического вещества (ОВ);

- масштабы генерации и эмиграции УВ находятся в прямой зависимости от концентрации ОВ, его фациально-генетического типа, катагенетической зрелости ОВ материнских пород, коэффициента эмиграции УВ, мощности нефтегазоматеринских пород.

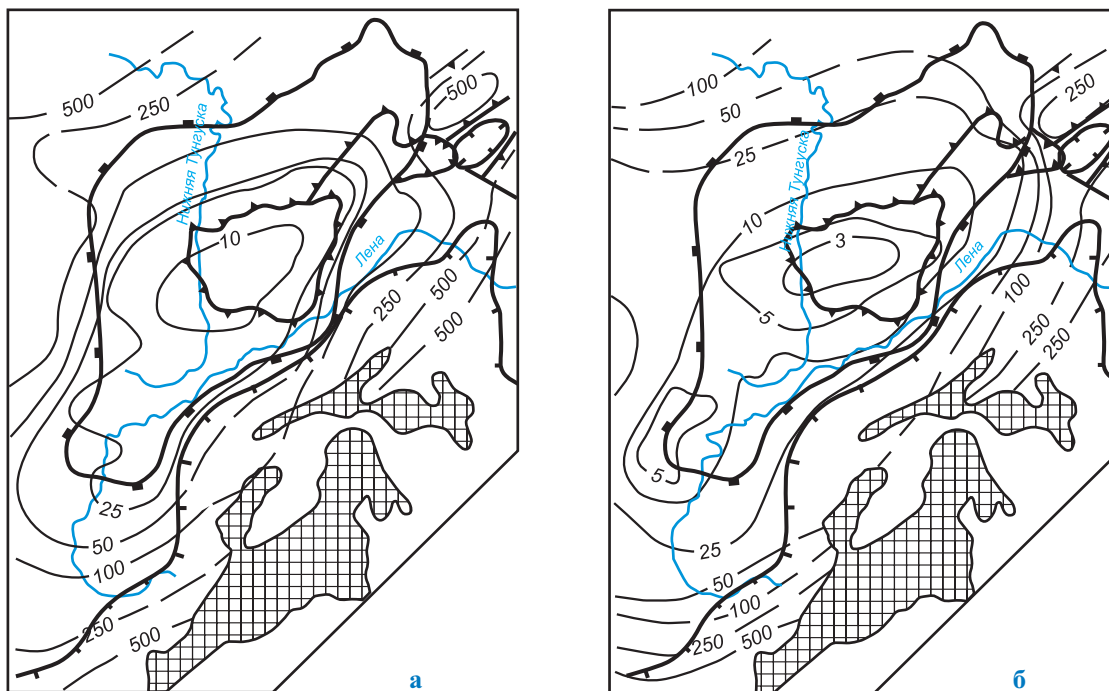
Согласно данным [4], геохимическая характеристика рифейских нефтепроизводящих отложений по интенсивности эмиграции жидких и генерации газообразных УВ на два порядка ниже, чем в отложениях юрасского резервуара (рис. 2, 3). Таким образом, юрасская свита способна и генерировать, и отдавать УВ, а следовательно, может быть принята за потенциально нефтематеринскую породу.

Имеющаяся информация не позволяет утверждать и то, что нефтегазоносность карбонатного комплекса венда – нижнего кембрия в значительной степени определяется только интенсивностью подтока УВ из подстилающих терригенных отложений и рифейских толщ.

Для выявления генетической природы нефтей венда – нижнего кембрия в работе [5] проведено сопоставление их состава с составом хлороформенных битумоидов рассеянного ОВ (ХБ РОВ) одноименных отложений на стадии катагенеза ПК–МК<sub>1</sub>. В результате сопоставления нефтей с сапропелевым ОВ установлена близость их углеводородного состава, сходство реликтовых (н-алканов и изопреноидов) и нафтеново-ароматических УВ (рис. 4). По данным инфракрасной спектроскопии установлено, что в составе ХБ РОВ, так же, как и в масляной части нефтей, преобладают алифатические



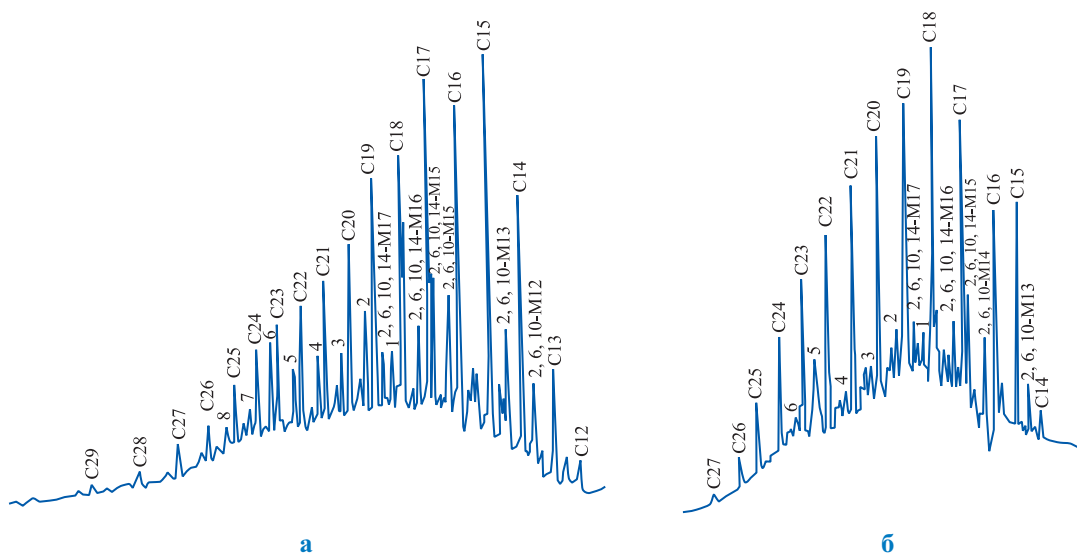
**Рис. 2. Интенсивность эмиграции жидких (а) и генерации газообразных (б) УВ в нефтепроизводящих рифейских породах, обогащенных ОВ (по данным [4])**



**Рис. 3. Интенсивность эмиграции жидких (а) и генерации газообразных (б) углеводородов в нефтепроизводящих отложениях юрхского резервуара (по данным [4]) (условные обозначения см. на рис. 2)**

структуры, а содержание ароматического углерода не превышает 10 % для нефтей и 16 % для ХБ РОВ. То есть установленное сходство состава изученных нефтей и битумоидов венда – нижнего кембрия позволяет отнести эти отложения к нефтепроизводящим.

Нефти карбонатных резервуаров венда – нижнего кембрия практически идентичны по составу и тождественны нефтям нижележащих терригенных резервуаров. Независимо от соотношения УВ, смол и асфальтенов индивидуальный состав УВ и их отдельных гомологических рядов исключительно однообразен [6].



**Рис. 4. Среднеботубинское месторождение, скв. Р-37, 1464÷1612 м (нижний кембрий). Хроматограммы метаново-нафтеновых фракций: а – среднеботубинской нефти, б – хлороформенного битумоида сапропелевого РОВ куюнамской свиты (по данным [5])**

Таким образом, если генетическое единство нефтей по разрезу и единый источник их генерации признаются большинством исследователей, то до сих пор нет единого мнения о конкретных очагах генерации древних нефтей, а также о характере и направлении миграции УВ из зон их генерации при формировании нефтяных залежей (оторочек).

Мнения исследователей в отношении формирования нефтяных залежей рассматриваемых месторождений приведены ниже.

**Среднеботуобинское НГКМ.** Нефти ботуобинского и осинского горизонтов генетически сходны между собой и имеют единую природу исходного материала. Залежи нефтей, согласно их физико-химическим свойствам, представляют собой расформированные залежи первично генерированных нефтей за счет воздействия на них больших объемов газа. Надежная изолированность залежей нефти от зон поверхностного гипергенеза соленосными толщами, низкие пластовые температуры и повышенная минерализация вод обеспечили в целом их сохранность. Отдельные признаки окисления, по-видимому, связаны с проявлением локальных гипергенных процессов [7].

**Талаканское ГНМ.** Нефти и конденсаты залежей осинского горизонта Талаканского месторождения близки с углеводородными флюидами месторождений северо-восточной части НБ НГО и, в частности, с нефтями и конденсатами Среднеботуобинского месторождения. Это обстоятельство дает основание считать, что они относятся к единому генетическому типу и имеют единый источник генерации. Кроме того, они имеют единую закономерную направленность изменения индивидуального углеводородного состава от нефтей к конденсатам, связанную с их фазовым перераспределением за счет растворения природным газом бензиново-керосиновых фракций нефтей. В целом же нефти осинского горизонта характеризуются меньшей плотностью, более алифатическим составом и пониженным содержанием асфальтово-смолистых компонентов. Отмеченное своеобразие, видимо, связано с небольшой степенью дегазации ранее сформированных залежей нефтей и более высокими пластовыми температурами [7].

**Верхневилочанское НГМ.** Стабильность значений изотопного состава углерода метана и коэффициента жирности газов в широком стратиграфическом диапазоне разреза Верхне-

вилочанского месторождения свидетельствует о формировании залежей в результате процессов вертикальной миграции (?), чему способствуют тектонические нарушения [5].

**Тас-Юряхское ГНМ.** В целом все нефти и конденсаты Тас-Юряхского месторождения по целому ряду параметров схожи друг с другом и с нефтями венд-кембрийских отложений других месторождений НБ НГО. Это может свидетельствовать о генетическом единстве нефтей по разрезу и едином источнике их генерации. Повышенная плотность нефти, незначительный выход бензиновых фракций, относительно повышенное содержание асфальтово-смолистых компонентов обусловлены, по-видимому, их накоплением при переформировании залежей [7].

Залежи приведенных месторождений имеют мозаичное распределение нефтяных полей, каждое из которых является самостоятельной залежью.

Согласно тектонически-экранированной модели месторождений В.С. Славкина (1995, 1999 гг.) и А.Ф. Гималтдиной [8], мозаичное распределение нефтяных полей объясняется наличием целой системы малоамплитудных разломов северо-восточного простирания, являющихся гидродинамическими барьерами для всех выявленных нефтяных залежей.

В литологической модели месторождений НБ НГО, разработанной группой исследователей во главе с В.Б. Белозеровым [8], роль барьеров, разделяющих нефтяное поле месторождения на ряд самостоятельных залежей, выполняют латеральные зоны коллектора с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками. Значительную роль в перераспределении нефти внутри резервуара играют также мало мощные прослои аргиллитов и карбонатизированных песчаников, являющихся своеобразными внутренними литологическими барьерами. Эти прослои разделяют коллектор на ряд обособленных в разрезе и плане залежей.

В капиллярно-экранированной модели И.А. Иванова и др. [8], разработанной в результате литолого-фациальных исследований 1988–1991 гг., диагностируется физико-литологическая природа гидродинамического экранирования залежей в пределах НБ НГО. Притоки воды в скважинах на высоких гипсометрических отметках объясняются влиянием капиллярных сил в коллекторе.

Учитывая, что формирование залежей контролируется тремя силовыми факторами

(капиллярным давлением, гидродинамическим напором флюидов и гравитационной сегрегацией УВ), а движение УВ по породам-коллекторам обеспечивается избыточным давлением, которое определяется региональным гидродинамическим напором и гравитационной сегрегацией УВ, приведем собственную точку зрения на формирование залежей в условиях НБ НГО.

В процессе миграции углеводородные молекулы находятся в виде гомогенной смеси с молекулами поровой воды без разделения на фазы. Вследствие этого из нефтегазоматеринской (юряхской) толщи они беспрепятственно перемещаются вместе с отжимаемыми поровыми водами за счет повышенного в процессе генерации внутривисочного давления и литостатического давления поровых флюидов. Направлением движения потока является зона разгрузки давления по пористо-трещиноватой среде и глубинным разломам. В условиях НБ НГО эта разгрузка осуществляется сверху вниз [9]. Проявление нисходящей миграции к настоящему времени зафиксировано во многих нефтегазоносных бассейнах разного возраста, с разной мощностью осадочного чехла и литологическим составом пород на различных глубинах [10]. Поэтому важно обнаружить на рассматриваемых месторождениях признаки нисходящей миграции.

Заполнение порового пространства коллектора нефтью происходит селективно, и в первую очередь ее аккумуляция идет в зонах пород с повышенной трещиноватостью или высокой пористостью. Силами, препятствующими миграционному процессу УВ в направлении сверху вниз, являются капиллярное давление в породах и гравитационная сегрегация УВ.

Региональный гидродинамический напор пластовых вод при формировании нефтегазовых залежей играет неоднозначную (созидающую и разрушающую) роль. При преобладании горизонтальной составляющей гидродинамического напора над вертикальной гомогенная смесь углеводородных флюидов и пластовых вод рассеивается в объеме пласта-коллектора в латеральном направлении.

Гидродинамический напор пластовых вод в подсоловом водоносном комплексе на изучаемой территории НБ НГО имеет в основном направление с запада на северо-восток и юго-восток. Схема гидроизобар по ботубинскому и харьстанскому резервуарам, построенная Ю.И. Яковлевым и Р.Г. Семашевым [11], и график

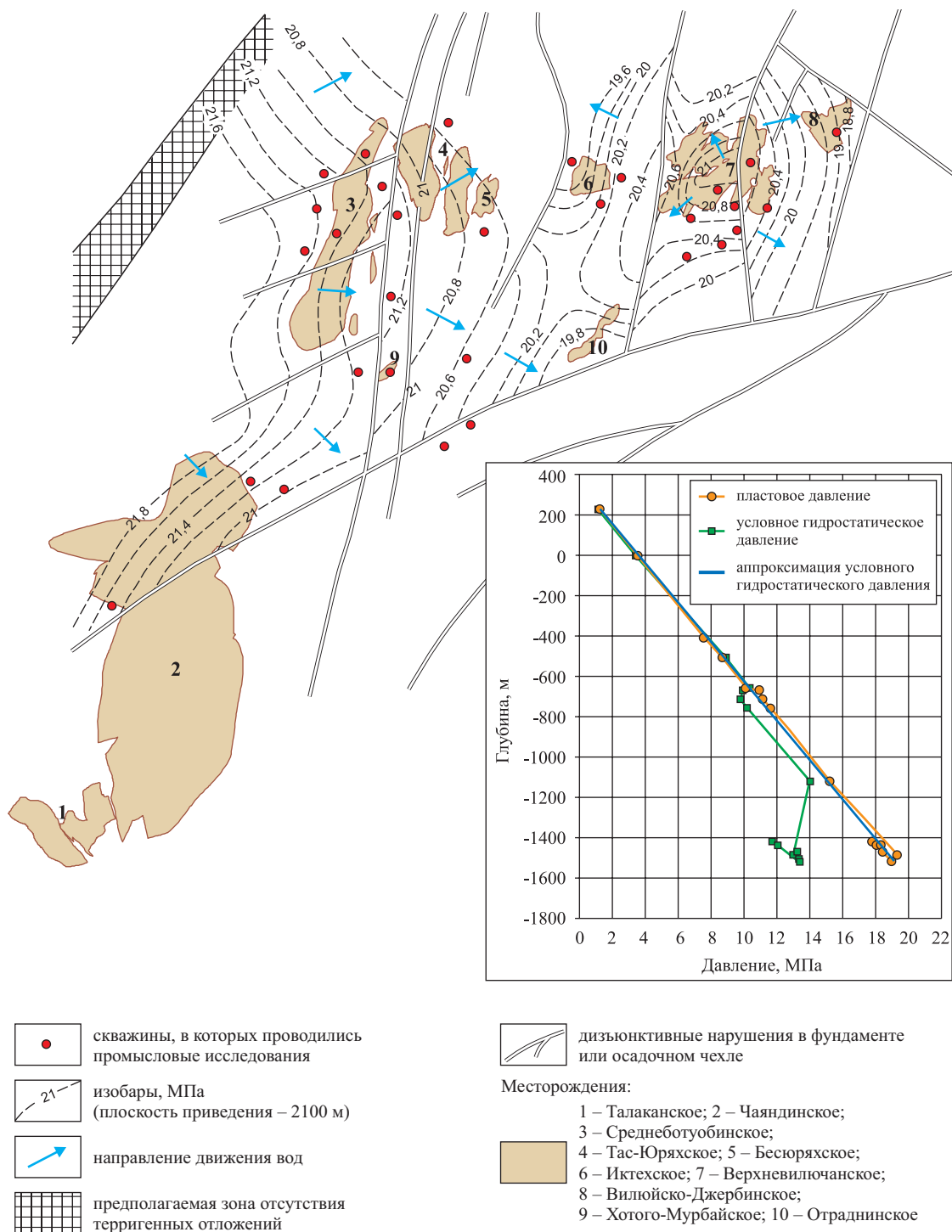
изменения пластовых давлений в водоносных горизонтах (по данным авторов настоящей статьи) приведены на рис. 5. Стрелками показано результирующее направление миграции УВ к участкам аккумуляции. Таким образом, местоположение залежей УВ в пласте-коллекторе определяется соотношением вертикального и горизонтального напоров.

Помимо основного фактора, которым является региональный гидродинамический напор пластовых вод, важную роль в формировании локальных скоплений залежей нефти играют ФЕС коллекторов, подстилающих нефтематеринские отложения юряхской свиты.

Неоднородная по площади и разрезу фильтрационно-емкостная характеристика коллекторов является причиной избирательного заполнения отдельных участков пласта-коллектора УВ, мигрировавшими из вышележающих отложений юряхской свиты.

Так, в юго-восточной части месторождений НБ НГО, вопреки общей закономерности понижения водонефтяных контактов (ВНК) за счет регионального гидродинамического напора, наблюдается гипсометрически высокое их положение в пределах Южного блока Чаяндинского месторождения. Причина этого явления кроется в характеристике коллекторов ботубинского и хамакинского горизонтов, в которых осуществляется миграция УВ. Если на большей части Чаяндинского месторождения песчаники имеют суммарную эффективную толщину 8÷12 м, то в юго-восточном направлении наблюдается уменьшение эффективной толщины коллекторов до 2÷3 м и ухудшение их ФЕС за счет глинистости. Именно повышенное капиллярное давление в глинистых коллекторах с плохой проницаемостью явилось дополнительным сопротивлением, вызвавшим ослабление скорости миграции УВ на этой территории из вышележающей юряхской свиты, несмотря на благоприятные условия гидродинамического напора пластовых вод.

Как геологические, так и геохимические факторы указывают на многоэтапное переформирование залежей описываемого региона. Первичные (преимущественно нефтяные) залежи, образовавшиеся на юго-восточном склоне Непско-Ботубинской антеклизы, а также в ее центральной части, при повышении степени катагенеза нефтепроизводящих отложений подверглись переформированию под воздействием дополнительного подтока газообразных УВ.



**Рис. 5. Схема изменения величин пластовых давлений ботуобинского и харыстанского резервуаров и график распределения давлений в водоносных горизонтах НБ НГО (по данным [11] с дополнениями авторов)**

Подток газа, приведший к переформированию залежей, изменил геохимические параметры нефтей и соотношение между отдельными группами УВ. Ранее подобная точка зрения была высказана исследователями ВНИГРИ, ВостСибНИИГТ и ЯНЦ СО АН СССР [7].

В связи с тектонической активизацией в эоцен-неогеновое время произошло разрушение залежи, а далее залечивание зон дезинтеграции в эпоху относительной тектонической стабилизации. После того, как нарушения приобрели экранирующие свойства, начался



этап формирования современных залежей. Вследствие этого в нефтяных залежах, где процесс формирования продолжается до настоящего времени, границы заполнения порового пространства коллектора УВ в различных частях залежи находятся на различных гипсометрических уровнях. Прямым признаком этого являются наклонные поверхности ВНК на Среднеботуобинском, Тас-Юряхском и других месторождениях НБ НГО.

Выявленные особенности строения и формирования нефтегазовых залежей НБ НГО поз-

воляют более обоснованно планировать направления и объемы геологоразведочных работ.

Несмотря на то, что вопросы формирования нефтяных залежей (оторочек) Непско-Ботуобинской антеклизы, изложенные в настоящей статье, неоднократно ставились авторами перед научно-технической общественностью на различных уровнях, они остаются мало изученными. Поэтому необходимость постановки специальных исследований процессов нефтегазообразования и формирования залежей нефти и газа в НБ НГО очевидна.

### Список литературы

1. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина) / Г.Г. Шемин. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – 530 с.
2. Скоробогатов В.А. Газонефтеносность континентальных толщ: дисс. ... докт. геол.-мин. наук / Скоробогатов Виктор Александрович. – М.: ВНИИГАЗ, 1992. – 436 с.
3. Косачук Г.П. Нефтегазоносность Астраханского свода: обз. инф. / Г.П. Косачук. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 99 с. – (Серия «Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений»).
4. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири / под ред. А.Э. Конторовича. – Вып. 7: Непско-Ботуобинский регион. – Новосибирск: ОИГТиМ СО РАН, 1994. – 76 с.
5. Бодунов Е.И. Геохимическая характеристика газов и нефтей Ботуобинского района Якутии / Е.И. Бодунов, А.Н. Изосимова, И.Н. Зуева и др. // Геология нефти и газа. – 1981. – № 8. – С. 20–29.
6. Анциферов А.С. Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, В.Н. Воробьев и др. – Новосибирск: Наука, 1986. – 245 с.
7. Геология и геохимия нефтей северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы. – Якутск: ЯНЦ, 1989. – 168 с.
8. Гималтдина А.Ф. Комплексные геофизические исследования разноуровневых водонефтяных контактов малоамплитудных залежей Западной Сибири: дисс. ... канд. геол.-мин. наук. – М.: МГУ, РФФИ. – 2012.
9. Изюмченко Д.В. Возможность подземного захоронения промышленных стоков на Чаюдинском месторождении / Д.В. Изюмченко, Г.П. Косачук, С.В. Буракова и др. // Газовая промышленность. – 2009. – № 9. – С. 34–36.
10. Абукова Л.А. Модели и механизмы нисходящей миграции УВ из осадочного чехла в приподнятые блоки фундамента / Л.А. Абукова // Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе (теоретические проблемы, региональные модели, практические вопросы). – М.: ГЕОС, 2007. – С. 191–209.
11. Яковлев Ю.И. Гидродинамическое обоснование выделения водонапорных систем депрессионного типа / Ю.И. Яковлев, Р.Г. Семашев // Геология нефти и газа. – 1982. – № 9.