

ISSN 0131-5331

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ  
ПЕРСПЕКТИВ  
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ  
И НАПРАВЛЕНИЯ  
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ  
НА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЕ



МОСКВА 1988

Министерство геологии СССР  
Всесоюзный научно-исследовательский  
геологоразведочный нефтяной институт  
(ВНИГНИ)

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ  
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И НАПРАВЛЕНИЯ  
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ  
НА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЕ

СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ

Москва 1988

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗО-  
НОСНОСТИ И НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕ-  
ДОЧНЫХ РАБОТ НА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЕ. -  
М.: ВНИГНИ, 1988. -198 с.

В сборнике рассматриваются критерии перспектив нефтегазосносности и направления геолого-разведочных работ на нефть и газ на Сибирской платформе. Анализируется зависимость распространения коллекторов и зон нефтегазонакопления от фациального состава толщ, строения и мощности экранирующих горизонтов, особенностей разрывной тектоники, траппового магматизма и т.д. В качестве нового перспективного нефтегазосносного комплекса Сибирской платформы выделяются додевонские подсолевые отложения западного и северо-западного обрамлений Вилуйской синеклизы. В ряде статей рассматриваются верхнепалеозойские и мезозойские нефтегазосносные комплексы Енисей-Хатангского и Предверхоаянского прогибов, Вилуйской синеклизы и кайнозойские комплексы впадин Дальнего Востока.

Разработаны рекомендации по эффективным направлениям геологоразведочных работ на нефть и газ.

Сборник рассчитан на широкий круг специалистов, занимающихся вопросами нефтегазовой геологии Сибирской платформы.

Под редакцией доктора геол.-мин. наук А.В.Овчаренко, кандидата геол.-мин. наук А.А.Зиновьева, доктора геол.-мин. наук Ю.А.Иванова

© Всесоюзный научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт (ВНИГНИ), 1988

Сибирская платформа характеризуется крайне слабой геолого-геофизической изученностью, в связи с чем до настоящего времени вопросы закономерностей размещения, условий формирования и особенности развития зон нефтегазонакопления однозначно не решены. Разработку этих вопросов и охватывает данный сборник.

Наибольшее количество статей посвящено критериям прогноза нефтегазосносности терригенного и карбонатного венд-кембрийских продуктивных комплексов Лено-Тунгусской нефтегазосносной провинции. Анализируется зависимость от фациального состава, особенностей разрывной тектоники, траппового магматизма и т.д. Важнейшими факторами, контролирующими размещение скоплений УВ на Сибирской платформе, являются тектурные особенности, распространение и взаимоотношение коллекторских и экранирующих толщ, формирование и структурный план которых находятся в прямой зависимости от палеотектонического развития региона. Геохимические, гидрогеологические условия и трапповый магматизм определяют формирование и переформирование залежей.

Комплексный анализ критериев нефтегазосносности позволил для отдельных НГО уточнить условия размещения скоплений УВ и провести более детальное нефтегазогеологическое районирование территории исследования с выделением зон нефтегазонакопления и зон возможного нефтегазонакопления различных генетических типов.

Для вендского терригенного комплекса установлено, что важнейшим условием развития коллекторов является засоление и рассолонение пород, определяемое мощностью и распространением глинистых покрышек. Обосновываются высокие перспективы поисков нефти и газа в подсолевых и межсолевых карбонатных горизонтах верхнедевонско-кембрийской соленосно-карбонатной формации. Определены некоторые критерии локального прогноза нефтегазосносности для карбонатных горизонтов.

Сборник является результатом двух законченных научно-исследовательских тем, выполненных в рамках отраслевой проблемы. "Научное обоснование направлений поисковых и разведочных работ на нефть и газ в СССР на 1986-1990 гг. и на перспективу".

С.М.Данилкин

### НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Современный уровень изученности Сибирской платформы позволяет выделить в ее пределах семь нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов (НГБ и ВНГБ): Иркутский, Тунгусский, Лено-Вилюйский, Анабаро-Ленский, Хатангский, Суханский и Алдано-Майский. Все они за исключением Хатангского выделялись ранее /5/.

Иркутский НГБ на западе, юге и юго-востоке ограничен горными сооружениями Енисейского кряжа, Восточного Саяна и Байкало-Патомского нагорья, склонами Толбинского выступа Алданской антеклизы. На севере по Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклизам, Катангской седловине он имеет общую границу с Тунгусским ВНГБ, а на востоке по Тюкян-Чебыденскому порогу - с Лено-Вилюйским НГБ. Последняя граница трассируется зоной развития биогермов в кембрийских отложениях. Бассейн слагают рифей-юрские отложения мощностью до 10-12 км, из которых нефтегазоносны рифей-нижнекембрийские терригенные и карбонатные толщи.

Иркутский НГБ относится к категории латерально-гетерогенных и расположен на стыке Сибирской платформы со специфическим орогенным подвижным поясом не эпигеосинклинальной и эпиплатформенной природы. Геологическое развитие пояса и особенно фазы его тектонической активности в конце байкальского и каледонского циклов развития и в неоген-четвертичное время оказали существенное влияние на условия нефтегазоносности прилегающих частей бассейна.

Образование нефтяных и газовых месторождений в Иркутском НГБ началось в кембрии после того, как нижнекембрийская соленосная толща приобрела свойства отличного регионального флюидоупора, контролирующего всю нефтегазоносность бассейна. В ловушках, существовавших уже в ран-

нем палеозое, формировались преимущественно нефтяные палеозалежи.

По мере того, как генерация жидких УВ в очаге нефтегазообразования (ОНГО) сменяется образованием преимущественно газообразных УВ, начиналось переформирование нефтяных палеоскоплений в нефтегазовые, чисто газовые и газоконденсатные. Этот процесс контролировался строением природных резервуаров (ПР), их фильтрационными и экранирующими свойствами. Терригенный ПР венда пластового типа имел первоначально значительную протяженность. Процессам переформирования залежей в его ловушках практически ничто не препятствовало, за исключением перераспределения цемента в песчаниках в зонах стабилизированных водонефтяных контактов, приводивших к запечатыванию нефтяных залежей /7/. Исходные нефтяные палеоскопления сохранялись в некоторых ловушках терригенного ПР.

В песчано-глинистом ПР происходило отеснение нефти в более гипсометрически высокие ловушки Непско-Ботуобинской антеклизы. Сохранению нефтяных скоплений также способствовали различия в экранирующих свойствах флюидоупоров по отношению к нефти и газу. Так, например, Верхнечонское месторождение на вершине Непского свода по-видимому сформировалось за счет того, что его флюидоупор расщечен разломами, частично пропускавшими газ, но не пропускавшими нефть. Вероятно нарушенность разломами залежей способствовала сохранению нефтяных оторочек на Средне-Ботуобинском, Тас-Юряхском, Ярактинском и других месторождениях.

Иным строением характеризуются карбонатные ПР рифей-нижнего кембрия; их структуру можно определить как массивно-линзовидную. Они не представляют единого протяженного "мегарезервуара" как в терригенных отложениях, а состоят из системы плохо связанных линз, часто с характерным АВПД. Вот почему в них чаще встречаются нефтяные залежи, причем практически на всей территории Иркутского НГБ.

Таким образом, историко-генетический анализ показывает, что масштабы газоносности Иркутского НГБ должны быть выше масштабов нефтеносности. Нефтяные залежи раннего этапа формирования сохранились в терригенном ПР на

Непском своде, а также в карбонатном ПР на всей территории бассейна.

Месторождения Непско-Ботуобинской антеклизы являются наиболее древними и сложнопостроенными. Доказано, что Аяно-Ярактинское, Марковское, Среднеботуобинское, Тас-Юряхское и Даниловское месторождения ранее имели более крупные размеры /2, 7/. Многие месторождения, приуроченные к неантиклинальным, раньше были связаны с антиклинальными ловушками.

Существенное значение в их истории имели девонская, пермо-триасовая и неоген-четвертичная фазы тектонической активизации. Под их влиянием почти все палеоместорождения были разбиты на отдельные блоки, новые залежи. Начавшиеся на девонском денудационном этапе процессы засоления коллекторов и запечатывания залежей предохранили их от более существенного разрушения. В результате образовались современные более мелкие месторождения в неантиклинальных и антиклинальных ловушках запечатанного типа со сложным распределением нефтегазоводонасыщенных участков в едином ПР. Эти процессы необходимо учитывать при прогнозе нефтегазоносности Непско-Ботуобинской антеклизы.

Залежи нефти и газа в рифей-нижнекембрийском карбонатном ПР связаны с ловушками трех типов: зонами кавернозности под несогласием (Юрубченское месторождение), одиночными биогермами (Даниловское месторождение, Рассохинско-Пилюдинская зона) и линзами тектонической трещиноватости (Марковская залежь). Условий для формирования в Иркутском НГБ крупной зоны барьерных рифов не было, поэтому масштабы нефтегазоносности карбонатных отложений в бассейне уступают таковым вендского терригенного ПР.

Тунгусский ВНГБ на западе ограничен Турухано-Норильским и Енисейским орогенами, на востоке - склонами Анабарской антеклизы и по системе погребенных поднятий на западе и севере он имеет общую границу с Западно-Сибирским и Хатангским НГБ, а на юге - с Иркутским НГБ. Бассейн слагают рифей-триасовые отложения и магматические образования мощностью до 10-12 км. Он относится к категории гомогенных древнеплатформенных бассейнов особого класса. В его геологической истории в пермо-триасовое вре-

мя широко проявилась тектоно-магматическая активизация, одним из наиболее ярких проявлений которой было формирование мощной (до 3 км) толщи вулканогенных и интрузивных образований - трапповой формации. Эта стадия завершила длительный рифей-триасовый этап прогибания, компенсируемого осадконакоплением, а в послетриасовое время начался денудационный этап его развития.

Перспективы Тунгусского ВНГБ - наиболее остродискуссионная проблема нефтегазоносности Сибирской платформы, усугубляемая крайне низкой степенью его геологической изученности.

На дотриасовом этапе развития масштабы его нефтегазоносности были огромны /1/. На западном склоне Анабарской антеклизы и в пределах Турухано-Норильского поднятия известны крупные скопления твердых и вязких нефтей. Однако современная его нефтегазоносность определяется пермо-триасовой эпохой тектономагматической активизации.

Установлено, что единичная трапповая интрузия ощутимо воздействует лишь на приконтактную зону вмещающих пород. В то же время влияние системы взаимосвязанных силлов, даек и сопровождающих их внедрение горячих гидротермальных растворов является гораздо более широким. Были проведены исследования степени катагенеза среднекаменноугольно-пермских терригенных отложений Хатангской седловины, насыщенных интрузиями до 10-20% по показателю отражения витринита. Установлено, что преобразованность пород вне зон контактного влияния независимо от палеоглубины колеблется в интервале градаций МК<sub>2</sub>-АК. Катагенетическое несогласие на границе раздела пермских и триасовых отложений, не связанное с разрывом, а обусловленное тектоно-магматической активизацией, превышает одну градацию.

На основе этих исследований по данным массовых определений показателя отражения витринита (Ю.Р.Мазор, 1971 г., А.Б.Гуревич, 1985 г., И.Н.Звонарев, 1980 г., В.И.Мухамадиев, 1986 г. и др.) была составлена "Карта катагенеза среднекаменноугольно-пермских отложений Тунгусского ВНГБ." Зоны регионального катагенеза выделялись по единичным минимальным значениям. Анализ карты показывает, что тектоно-магматическая активизация в бассейне привела к глубокому катагенетическому преобразованию осадочных толщ. Поэтому

в нем еще в большей мере, чем в Иркутском НГБ, газообразование в пермо-триасе преобладало над более ранним нефтеобразованием. Однако нефтяные залежи могли сохраниться в линзовидных ПР в зонах низкого катагенеза. Эти районы тяготеют к южной половине Бахтинского выступа, северо-восточному склону Байкитской, северо-западному склону Непско-Ботуобинской и западному склону Анабарской антеклиз, северному склону Катангской седловины. Наиболее перспективны зоны в южной части бассейна, где распространены нижнекембрийский галогенный флюидоупор и особенно полоса барьерного рифа, разделяющая северную карбонатную и южную соленосную области нижнекембрийских отложений. Вероятно на западном фланге этой полосы в пределах Бахтинского выступа обнаружена Моктаконская нефтяная залежь. На северо-западном склоне Байкитской антеклизы известна также Куюмбинская нефтегазовая залежь.

В северной, практически неизученной части Тунгусского ВНГБ, лишенной галогенного флюидоупора и наиболее сильно преобразованной под действием тектоно-магматической активизации, прогнозируются преимущественно газовые скопления под триасовым региональным туфо-ластовым флюидоупором.

На современном этапе освоения Тунгусского ВНГБ возвращать массовый поиск нефтяных и газовых месторождений неэффективно. Главные усилия должны быть направлены на скорейшее завершение регионального этапа его изучения и создание методики картирования ловушек в сложных сейсмо-геологических условиях.

С краевыми мезозойскими депрессиями Сибирской платформы связаны три бассейна и одна нефтегазоносная область (НГО): Лено-Виллойский НГБ, Анабаро-Ленский ВНГБ, Хатангский НГБ и Усть-Енисейская (Пясинская) НГО Западно-Сибирского НГБ. Все они относятся к латерально-гетерогенным или складчато-платформенным бассейнам, хотя и имеют различную тектоническую природу.

Лено-Виллойский НГБ расположен на стыке Сибирской платформы и Верхояно-Чукотской геосинклинально-складчатой области. На западе он ограничен склонами Анабарской, на юге - Алданской антеклиз, на востоке горно-складчатыми сооружениями Верхоянской системы. По Оленекско-Туорасисской

седловине Лено-Виллойский НГБ граничит с Лено-Анабарским, а по Якутскому выступу с Алдаю-Майским ВНГБ. Его слабают карбонатные, терригенные, эвапоритовые отложения, магматические образования рифея-палеогена мощностью до 10-14 км.

Геологическая история бассейна тесно связана с развитием Верхоянской геосинклинально-складчатой системы. С момента заложения в рифее в нем обособились три области: Нижнеленская и Алданская относительно умеренного прогиба на склонах Анабарской и Алданской антеклиз, обращенных в сторону Верхоянской геосинклинали, и более широкая, разделившая не только их, но и в целом Анабарскую и Алданскую антеклизы, область интенсивного опускания - Виллойский авлакоген. В режиме пережатого опускания бассейн развивался вплоть до конца перми - начала триаса. Затем в режиме краевого прогиба, постепенно перемещавшегося из геосинклинали на платформу. В позднем мелу завершилась складчатость и произошла общая инверсия геосинклинали и бассейна в целом. Главный этап прогибания бассейна, когда в нем накопилась мощная (более 6 км) толща терригенных отложений, приходится на каменноугольный период - мел. Постгеосинклинальный орогенез в Верхоянской складчатой системе произошел в олигоцен-четвертичное время и сопровождался образованием в бассейне небольшого Нижнеалданского передового прогиба.

В соответствии со строением и историей геологического развития по условиям нефтегазоносности в бассейне выделяются три НГО: Нижнеленская, Виллойская и Алданская. Промышленная газоносность пермско-юрских песчано-глинистых резервуаров установлена пока только в Виллойской НГО. Здесь в угленосных пермских отложениях происходила автономная генерация преимущественно газовых УВ; их миграция в пределы Хапчагайского и Логжорского мегавалов, формирование и консервация газовых залежей. Латеральная миграция УВ из Верхоянской геосинклинали не играла существенной роли.

Склоны Анабарской и Алданской антеклиз (Нижнеленская и Алданская НГО, наоборот, служили аккумуляторами УВ, поступающих из Верхоянской геосинклинали. А здесь, в мор-

ских толщах, генерировались не только газовые, но и жидкие УВ. На восточных склонах Оленекско-Туорасисской седловины и Мунского свода формировались нефтяные залежи, превратившиеся в настоящее время в скопления вязких и твердых битумов /6/. Таким образом, Нижнеленская ВНГО перспективна на поиски нефтяных месторождений. Наибольший интерес представляют восточные склоны Мунского свода и юго-восточные (к югу от Оленекско-Туорасисской седловины) - Оленекского.

Изучение нефтеносности Нижнеленской ВНГО должно быть одним из главных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ в Лено-Вилуйской НГБ наряду с поиском газовых месторождений в малоамплитудных антиклинальных и неантиклинальных ловушках в Вилуйской НГО.

Складчатый борт рассматриваемого бассейна изучен слабо. На Китчанском выступе обнаружены два небольших газовых месторождения, известны газопроявления. Предполагается, что складчатый борт частично перекрыт на отдельных участках надвигами со стороны складчатой области /4/. Нефтегазоносность складчатого борта прогнозируется пока лишь по аналогии с другими, лучше изученными. НГБ. Требуются дальнейшие исследования геологического строения предполагаемой зоны надвигов, и прежде всего подтверждение ее наличия.

Анабаро-Ленский ВНГБ расположен на севере Сибирской платформы между Таймырским и Верхоянским геосинклинально-складчатыми сооружениями, Анабарской и Северо-Лаптевской антеклизамы, а через Уджинское поднятие граничит с Суханским ВНГБ. На западе он имеет общую границу с Хатангским НГБ по одноименной седловине. Северная граница скрыта под водами моря Лаптевых. Вероятно она проходит по Лено-Таймырской зоне поднятий. Бассейн сложен рифейско-кембрийским, девонско-нижнемеловыми терригенными, карбонатными, эвапоритовыми отложениями и магматическими образованиями мощностью до 12-14 км.

Важнейшее значение для современной нефтегазоносности имел позднегерцинский этап. В среднекаменноугольную эпоху образовался (или регенерировался) единый субширотный Оле-

нецкий авлакоген, соединивший Таймырскую и Верхоянскую геосинклинали на главном этапе их прогибания. На западе он состоял из двух ветвей, разделенных Бегичевским поднятием, которые в районе кряжа Прончищева сливались в единую зону прогибания. В нем и на прилегающих склонах поднятий вплоть до конца перми накапливалась мощная (более 5 км) толща терригенных морских (в отличие от Вилуйского авлакогена) отложений. Этот этап был главным нефтегазогенерационным для Анабаро-Ленского ВНГБ. В триасовый период в авлакогенах начинает развиваться инверсия с формированием осевых поднятий, окаймленных с севера и юга Южно-Лаптевским и Лено-Анабарским прогибами. В позднем мелу происходит общая инверсия авлакогенов, осевая цепь поднятий испытывает влияние Верхоянской складчатости. На этом этапе завершилось формирование в бассейне нефтяных и газовых месторождений и он вступил в денудационный этап развития. Таким образом, по своему положению и развитию Анабаро-Ленский бассейн весьма сходен с Вилуйской НГО. Однако, в отличие от последней, осевая зона Анабаро-Ленского ВНГБ, связывавшая две синхронно развивающиеся геосинклинали, испытала гораздо большее воздействие Верхоянской складчатости, превратившись в "складчатый" борт бассейна. В нем известны нефтепроявления различного масштаба (от пленок нефти и насыщения керна до промышленных притоков) практически на всей территории, на "складчатом" и платформенном бортах. Кроме того, как и в Нижнеленской ВНГО, на северном склоне Оленекского свода имеется гигантское скопление битумов, являющееся по существу ископаемым нефтяным месторождением /3/. Получение промышленных притоков нефти свидетельствует о возможности обнаружения здесь нефтяных месторождений. По условиям накопления и сохранения залежей наиболее перспективен южный платформенный борт бассейна, особенно на северном погружении Уджинского поднятия, где намечаются сравнительно крупные антиклинали. На северных погружениях Анабарского и Оленекского сводов наиболее вероятны неантиклинальные ловушки, связанные с экранированием зоной ухудшения коллекторских свойств (подобный тип имеет Оленекское битумное скопление) /3/. "Складчатый" борт менее перспективен, хотя здесь и получе-

ны промышленные притоки нефти (Тигяно-Анабарский вал), вследствие плохих условий сохранности нефтяных скоплений.

Хатангский НГБ и Усть-Енисейская НГО Западно-Сибирского НГБ приурочены к Предтаймырскому (Енисей-Хатангскому) прогибу. Ранее они объединялись в единую НГО Западно-Сибирского НГБ. Однако в ее восточной половине процессы генерации, аккумуляции и консервации УВ осуществлялись автономно от западной. Границей между ними является Янгодо-Ледянский порог. На севере бассейны ограничены складчатым сооружением Таймыра, на юге имеют общую границу с Тунгусским НГБ. Западную границу Предтаймырского прогиба мы проводим восточнее общепринятой, примерно вдоль линии, соединяющей восточную границу Таймырского выступа, седловину между Танамским сводом и Рассохинским мегавалом, Малохетский выступ. Южнее эта линия разграничивает Западно-Сибирскую плиту и Тунгусскую синеклизу. Стиль строения мезозойских отложений к западу от этой линии меняется: поднятия приобретают изометричные очертания; резко погружается западная часть Малохетского вала, изменяются мощности и фациальный облик отложений, вдоль линии смешаются относительно друг друга оси простираний поднятий и т.д. По-видимому, эта граница связана с глубинным разломом. Таким образом, именно здесь Предтаймырский прогиб открывается в Западно-Сибирскую плиту.

В современной структуре Енисей-Хатангского прогиба стержневым элементом является система осевых мегавалов: Рассохинского и Балахинского, южнее которых в Дудыгинско-Жданихинском желобе проходит граница между складчатым и платформенным бортами.

На сегодня в Усть-Енисейской (Пясинской) НГО и Хатангском НГБ выявлены три мелких газовых месторождения и три газовые залежи. Все они, за исключением Хабейского скопления, приурочены к Рассохинскому и Балахинскому мегавалам.

Хатангский НГБ и Усть-Енисейская (Пясинская) НГО преимущественно газонасыты, что обусловлено широким развитием в разрезе каменноугольно-пермских толщ угленосных отложений. Даже морские образования юры сильно обогащены углефицированным растительным детритом. Большое количество высокоамплитудных разломов способствовало верти-

кальным перетокам углеводородных газов в верхние горизонты осадочного чехла под среднеюрские и нижнемеловые региональные флюидопоры. Высокая нарушенность разломами не позволила сформироваться более значительным газовым залежам в крупных ловушках Рассохинского и Балахинского мегавалов. Очевидно, что на еще не опоскованных объектах могут быть выявлены аналогичные небольшие залежи. Более перспективен платформенный борт и Янгодо-Горбитский выступ, однако тут нет крупных поднятий и большая часть скоплений прогнозируется в ловушках неантиклинального типа. На данном этапе в Енисей-Хатангском прогибе не рекомендуется развивать поиски мелких газовых залежей.

В XIII пятилетке в Восточной Сибири планируется создание новых баз по добыче нефти и газа. Поэтому уточнение оценки перспектив нефтегазонасыщенности крайне важно для правильного определения их роли и значения в топливно-энергетическом комплексе СССР.

#### С п и с о к л и т е р а т у р ы

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. В.С.Суркова, А.Э.Конторовича. - М.: Недра, 1981. - 542 с.
2. Захарян А. Э. Зональность размещения залежей нефти и газа месторождений Ботуобинского района в связи с условиями их формирования. - Геология нефти и газа, 1986, № 6, с. 49-51.
3. Иванов В. А. Оленекское месторождение битумов. - Л.: Недра, 1979. - 102 с.
4. История нефтегазообразования и нефтегазонакопления на востоке Сибирской платформы. - М.: Наука, 1986. - 167 с.
5. Нефтегазонасыщенные бассейны земного шара / Под ред. И.О.Брода. - М.: Недра, 1965. - 598 с.
6. Эпигенетическая цементация терригенных коллекторов и особенности распространения битумоидов на южном склоне Непского свода / В.В.Самсонов, Б.Л.Рыбьяков, Л.А.Буддо и др. - Геология нефти и газа; 1977, № 2, с. 18-25.



7. Сахибгареев Р. С. Этапность формирования и разрушения залежей по вторичным изменениям коллекторов на древних ВНК. — В кн.: "Происхождение и прогнозирование скоплений газа, нефти и битумов." — Л.: Недра, 1983, с. 130–143.

УДК [551.24+551.732.022.4]:553.98.041(571.5)

Ю.А.Иванов, А.А.Зиновьев

### ТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ПРЕДПОСЫЛКИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В СОЛЕНОСНО-КАРБОНАТНЫХ ВЕРХНЕВЕНДСКО-КЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Соленосно-карбонатные отложения верхнего венда-кембрия представляют собой формацию эпиконтинентального морского бассейна, охватывавшего южную и центральную части Сибирской платформы. Их мощность составляет 1,5–2,0 км. В соленосно-карбонатном разрезе выделяются следующие нефтегазоносные комплексы: продуктивные — верхнемотский и усольский и перспективные — бельский, булайский, ангарский, литвинцевский, костинско-киндынский и куонамско-иникамский. В этих комплексах обособляются продуктивные карбонатные подсолевые горизонты — преображенский, усть-кутский (юряхский), тасюряхский, осинский и ряд межсолевых карбонатных перспективных горизонтов — бальхтинский, христофоровский, ятовский и др. Продуктивные горизонты сложены в основном доломитами и известняками с прослоями ангидритов, мергелей и аргиллитов.

Крупные структурные элементы Сибирской платформы начали свое развитие с верхнего венда и продолжали унаследованно развиваться на протяжении всей геологической исто-

рии региона. Крупные положительные структуры — Непско-Ботуобинская и Байкитская антиклизы, Ангаро-Ленская ступень, Катангская седловина, Бахтинский магавыступ, Анабарская антиклизид представляют собой участки мелководья, где формировались органогенные и биогенные известняки сокращенной мощности. В пределах крупных отрицательных структур (Тунгусская и Присаяно-Енисейская синеклизид и др.) накапливались мощные однородные карбонатные толщи.

В верхнем венде, нижнем и среднем кембрии система поднятий (палеобайкитское, палеонепское и палеоалданское) делила эпиконтинентальный бассейн на две части: на севере и северо-востоке платформы располагался открытый морской бассейн с некомпенсированным осадконакоплением, на юге — мелководный бассейн с повышенной соленостью, где накапливалась мощная эвапоритово-карбонатная толща. Вдоль границ бассейнов формировались преимущественно органогенные костинско-киндынские известняки мощностью — 1,2–1,5 км (Анабаро-Сунская фациальная область), рассматриваемые как образования барьерного рифа. На северо-востоке эти известняки фациально замещаются куонамской и иникамской доманиковыми формациями.

Анализ нефтегазоносности карбонатных верхневендско-кембрийских отложений показывает, что размещение залежей нефти и газа контролируется главным образом литолого-фациальными условиями, влияющими на формирование коллекторов. Емкостные и фильтрационные параметры карбонатов определяются их первичным литологическим составом и направленностью эпигенетических процессов.

Все промышленные залежи приурочены к литолого-фациальным зонам, где в разрезе преобладали органогенные и биогенные известняки, подвергшиеся впоследствии доломитизации. В зонах с преобладанием первичных доломитов промышленных скоплений УВ не обнаружено. Области развития органогенных известняков связаны с мелководьем, которое наблюдалось в сводовых частях крупных положительных конседиментационных структур и вдоль границы солеродного и открытого морского бассейна. Для зон мелководья характерны биогермные постройки, перерывы в осадконакопении и размывы, приводившие к выщелачиванию и карстованию карбонатов. В органогенных и биогенных известняках наиболее активно происходили

процессы доломитизации и выщелачивания, влиявшие на формирование коллекторов.

Существенную роль в формировании коллекторов играли тектонические процессы – блоковые движения, формирование линейных солевых структур, траптовый вулканизм и другие, создававшие интенсивную трещиноватость, определявшую фильтрационные свойства пластов и способствовавшую активизации вторичных процессов.

В связи с древностью венд-кембрийских карбонатов и участием многих факторов при формировании трещинно-порового пространства для них характерны "сложные" коллекторы и резкое изменение их емкостных и фильтрационных свойств пород по площади и разрезу. Лучшими коллекторскими свойствами обладают карбонаты разномеристые смешанного вещественного состава с форменными остатками.

Благодаря соленосной покрывке подсолевые и межсолевые карбонаты находятся в наиболее благоприятных условиях для формирования и сохранения скоплений УВ. Изучение резервуаров карбонатных комплексов дает основание отнести их к резервуарам высокого и среднего качества. Таким образом, коллекторские свойства изучаемых комплексов определяются их первичным литологическим составом (комковато-сгустковые водорослевые, органогенно-обломочные и биогенные известняки), тектонической дислоцированностью и эпигенетическими процессами, способствующими как формированию коллекторов, так и ухудшению их свойств.

Установленная связь между крупными положительными конседиментационными структурами, зонами развития коллекторов в карбонатах и размещением залежей нефти и газа позволяет считать, что Непско-Ботубинская, Байкитская антеклизы и Ангаро-Ленская ступень представляют собой области нефтегазонакопления, а Бахтинский мегавыступ, склоны Анабарской антеклизы, Анабаро-Синская фациальная зона могут рассматриваться как области возможного нефтегазонакопления.

Главными объектами поисково-разведочных работ в карбонатных отложениях в текущей пятилетке являются Непско-Ботубинская и Байкитская антеклизы, Катангская седловина, центральные и северные районы Сибирской платформы. Регио-

нальное изучение карбонатов следует сконцентрировать в районах, пограничных с территориями молодого прогибания на севере и северо-востоке платформы.

Зависимость наблюдается между тектонической нарушенностью карбонатных отложений и их коллекторскими свойствами. Индикатором тектонической нарушенности подсолевых и межсолевых горизонтов является дислоцированность солевых толщ и наличие в разрезе траптовых тел. Это позволяет выделить участки интенсивной соляной тектоники и проявления траптового магматизма, по-видимому, соответствующие подсолевым разломам и зонам повышенной трещиноватости подсолевых и межсолевых пород. На этой основе можно определить первоочередные объекты для поисков нефти и газа в пределах зон нефтегазонакопления.

Результаты бурения по карбонатным межсолевым горизонтам нижнего кембрия – балыхтинскому, христофоровскому, атовскому, биркинскому, бильчирскому и келорскому указывают на их перспективность в нефтегазонаосном отношении. Установлено региональное распространение нефтегазопроявлений и получены промышленные притоки нефти и газа из межсолевых карбонатных горизонтов, на ряде площадей – притоки пластовой воды и поглощения бурового раствора. Литологический состав горизонтов – комковато-сгустковые водорослевые известняки, их значительные мощности (70–160 м) и положение внутри соленосной толщи, осложненной дисгармоничной складчатостью, определяют широкое развитие коллекторов трещинно-порового типа. Межсолевые карбонатные горизонты высокоперспективны в южных частях Лено-Тунгусской НГП и краевых частях Присаяно-Енисейской НГО. В центральной части Лено-Тунгусской НГП потенциально перспективным является и литвинцевский карбонатный комплекс.

К возможным нефтегазонаосным комплексам относятся костинско-киндынский карбонатный, характеризующийся высокими емкостными и фильтрационными свойствами (коллекторы 1–III классов) и установленной промышленной газонаосностью (Подкаменная площадь). Эти отложения перспективны в северной части Байкитской антеклизы, на Бахтинском мегавыступе и в Тунгусской синеклизе. Особый интерес представляет Анабаро-Синская фациальная зона, являющаяся крупной седиментационной структурой (до 1000 км в длину и 20–30 км

в ширину). Целесообразно также начать изучение инканских и куонамских толщ, в которых, возможно наличие коллекторов, ловушек и залежей нефти, сходных с известными в баженовой свите.

В настоящее время основные запасы УВ Лено-Тунгуской НГП выявлены в нижнемотском терригенном комплексе и меньшие в карбонатном верхнемотском и усольском. Следует подчеркнуть высокие перспективы нефтегазоносности карбонатных комплексов верхнего венда-кембрия. На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

- соленосно-карбонатные отложения верхнего венда-кембрия распространены на обширной территории Сибирской платформы; фациально выдержаны, характеризуются значительной мощностью (1,5-2,0 км) и обогащены органогенно-обломочными, органогенными и биогенными разностями;

- от крайних частей платформы к ее внутренним районам венд-кембрийские терригенные горизонты частично замещаются карбонатными и стратиграфический объем последних возрастает;

- карбонатные подсолевые и межсолевые отложения, залегающие ниже эвапоритовой покрышки, находятся в наиболее благоприятных условиях для экранирования и сохранения залежей УВ. Наиболее значительные залежи нефти и газа в соленосных бассейнах обычно залегают непосредственно ниже соленосной покрышки;

- до настоящего времени на Сибирской платформе в основном разведывались толщи, залегающие на глубине до 3,0 км. На Байкитской антеклизе, Бахтинском мегавыступе, в Тунгусской синеклизе глубины залегания продуктивных и перспективных горизонтов возрастут до 4,0-5,0 км. На этих глубинах карбонаты, в отличие от терригенных пород, сохраняют, а в ряде случаев и улучшают коллекторские свойства.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В 1981-1986 гг.

На территории Восточной Сибири проводились региональные геолого-геофизические поисково-разведочные работы на нефть и газ.

Результаты параметрического бурения позволили уточнить геологическое строение и перспективы нефтегазоносности рассматриваемой территории и выявить благоприятные условия для обнаружения залежей нефти и газа в различных структурно-фациальных зонах. На Оморинской, Пилюдинской, Юрубченской, Бысахтахской и Хабейской площадях открыты новые месторождения нефти и газа. В Енисей-Хатангской ГНО установлена нефтеносность юрских отложений на Среднеярловской площади и получен приток газа на Кубалахской. Выявлены признаки нефтегазоносности на Чучуканской и Хоргочумской площадях, расположенных соответственно в Анабарской и Вилюйской ГНО.

Изученность параметрическим бурением территории Восточной Сибири неравномерная. В Непско-Ботуобинской НГО она составляет 0,69 м/км<sup>2</sup> или 0,33 скв/тыс.км<sup>2</sup>, в Северо-Тунгусской НГО - 0,03 м/км<sup>2</sup> или 0,01 скв/тыс.км<sup>2</sup>.

Региональными сейсмическими исследованиями в пределах Енисейско-Анабарской ГНП выявлены Тимулское, Усть-Оленекское и Западно-Хастахское поднятия амплитудой от 300 до 500 м. В Лено-Вилюйской ГНП подтверждено наличие Улахан-Тирехтехской и Патарской антиклинальных складок, уточнены границы Менкерского мегaproгиба, восточное крыло Мунского свода и Хотого-Мурбайской структуры. В Лено-Тунгусской НГП прослежена поверхность фундамента на территории Тунгусской синеклизы и в зоне ее сочленения с Западно-Сибирской плитой, составлена структурная карта рельефа поверхности фундамента Бахтинского мегавыступа, Байкитской антеклизы и Курейской синеклизы.

Установлено, что поверхность фундамента характеризуется блоковым строением с глубиной 2–8 км. Выделены Учаминский и Тутончанский валы. На территории восточного борта Тунгусской синеклизы, Сюдджерской седловины и юго-западного склона Анабарской антеклизы выделен ряд антиклинальных осложнений, благоприятных для постановки дальнейших работ.

Региональные электроразведочные работы выполнялись комплексом различных методов. Так, например, региональные электроразведочные исследования МТЗ-ЗСБ в комплексе с ОГТ проведены в Нижнетунгусском прогибе и в зоне его сочленения с Сурингдаконским сводом. Исследования ОГТ-ЗСБ выполнены на северо-западном и юго-западном склонах Камовского свода, в Приенисейском прогибе и в зоне их сочленения, а также в Катангской седловине, на западном склоне и в центральной части Непского свода. Региональные исследования МТЗ проведены на южном и северном склонах Камовского свода, юго-западе и севере Якутской АССР. Результаты региональных электроразведочных работ использованы при составлении карты суммарной продольной проводимости осадочного чехла Сибирской платформы и схемы геоэлектрического районирования ее западной части. Они позволили уточнить строение осадочного чехла в пределах Сурингдаконского свода, Катангской седловины и юга Анабарской антеклизы.

Детальные поисковые буровые и геофизические работы проводились с целью выявления и подготовки объектов под глубокое бурение, выяснения перспектив нефтегазоносности и обеспечения прироста запасов нефти и газа.

В пределах Енисей-Хатангской ГНО, на Дерябинской площади, выявлена залежь газа в нижнемеловых отложениях. На Хабейской площади открыты газоконденсатные залежи в нижнемеловых и среднеюрских отложениях. Новая, Владимирская и Береговая площади выведены из глубокого бурения из-за отсутствия продуктивных горизонтов.

В Анабаро-Хатангской ГНО, на Улаханской (нижнекожевническая подсвита) и Гуримисской (бустахская свита) площадях получены притоки пластовой воды с растворенным газом, а на Южно-Тигянской площади выявлены нефтенасыщенные пласты.

В Лено-Виллойской ГНП, на Нижне-Тюкянской площади, в отложениях нижней юры открыто новое газовое месторождение. На Западно-Тюнгской площади из пермо-триасовых отложений получен приток газа с водой, а из затрубного пространства – небольшое количество нефти. Чебыдинская и Южно-Сагьгтайская площади выведены из глубокого бурения из-за отсутствия благоприятных коллекторов. В пределах Логлорского структурного мыса, на Андылахской площади, открыто газовое месторождение, на Верхнелинденской площади в пермских отложениях выявлена залежь газа. Тысакытская площадь выведена из поискового бурения поскольку перспективные горизонты триаса и перми обводнены.

В Южно-Тунгусской НГО на Таначинской и Нижне-Тунгусской площадях в поисковых скважинах из отложений костинской свиты получены промышленные притоки газа.

В пределах Байкитской НГО Петимокская, Косвинская и Верхнетайгинская площади выведены из бурения из-за отсутствия коллекторов, а Верхнетайгинская – из-за отсутствия ловушки.

В Катангской НГО открыто Собинское нефтегазоконденсатное месторождение.

В Непско-Ботуобинской НГО на Пилюдинской площади из осинского горизонта получен промышленный приток нефти, на Преображенской – из песчаников ярактинского горизонта – промышленные притоки газа и нефти, на Кийской – газа и на Междуречинской площади – непромышленный приток газа с конденсатом.

На территории Якутской АССР на Маччобинской площади из улаханского горизонта получены промышленные притоки нефти и газа, из ботуобинского – газа. На Северо-Нелбинской площади из улаханского и ботуобинского горизонтов извлечены промышленные притоки газа, на Озерной – из ботуобинского и хамакинского горизонтов – промышленные притоки газа. Кубалахская, Северо-Юрегинская, Верхнеюкская и Куландинская площади выведены из поискового бурения из-за отсутствия коллекторов.

В пределах Западно-Виллойской НГО, на Буягинской площади, из юряжского горизонта получен приток нефти, а из осинского – газа. Шеинская и Южно-Сарылахская площади

выведены из поискового бурения в связи с отсутствием коллекторов. На Кэдэпчикской, Восточной и Кумахской площадях поисковые работы прекращены из-за обводненности коллекторов.

В Ангаро-Ленской НГО, на Балаганкинской площади, из отложений шамановского горизонта получен промышленный приток газа и конденсата, на Жарковской площади в осинском горизонте выявлена залежь газа. На Турковской и Ковыктинской площадях из боханского горизонта получен промышленный приток газа, Шамановский объект АТЗ не подтвердился. На Ковинской, Кутурминской и Леоновской площадях поисковое бурение прекращено из-за обводненности продуктивных пластов. Кутурминский и Братский объекты АТЗ не подтвердились.

В Предпатомской НГО, на Кэдэргинской площади, в чарской свите выявлена промышленная залежь газа, на Бысахтахской - из вендских отложений получен промышленный приток газа.

Детальные сейсмические исследования проводились на территории практически всех нефтегазоносных областей.

В Енисей-Хатангской ГНО сейсморазведочными работами детально изучено строение Дерябинской площади и выявлены перспективные участки для постановки детализационных работ. Уточнено геологическое строение нижнемелового и верхнеюрского комплексов зоны сочленения северного склона Танамского вала, Носковского прогиба и Южно-Таймырской моноклинали. Подготовлена к глубокому бурению Посинская площадь.

В Анабаро-Хатангской ГНО освещено геологическое строение Осиновского вала и Ново-Лабазной площади и подготовлены к бурению два поднятия.

В Лено-Анабарской ГНО уточнена структурная карта Лено-Анабарского прогиба и выявлены два объекта общей площадью 300 км<sup>2</sup>.

В пределах Вилюйской ГНО по результатам сейсмических исследований составлена структурная карта для территории Хоргочумской моноклинали, выявлены четыре объекта общей площадью 161 км<sup>2</sup> и получены новые данные о строении кембрийской рифовой зоны.

В Южно-Тунгусской НГО подготовлены к глубокому бурению десять структур, из которых две переданы под глубокое бурение. В пределах Бахтинского выступа выявлено семь структур.

На территории Байкитской НГО сейсморазведочными работами уточнено геологическое строение юго-западного борта Приенисейского прогиба, выявлено три поднятия и две структуры подготовлены под глубокое бурение.

В пределах Катангской НГО выявлен ряд структур общей площадью 2100 км<sup>2</sup>, уточнено геологическое строение Собинского вала и подготовлено под глубокое бурение две структуры.

В Ангаро-Ленской НГО подготовлены под глубокое бурение восемь структур общей площадью 487 км<sup>2</sup>.

В Непско-Ботуобинской НГО подготовлены 43 структуры и 7 объектов АТЗ, составлены структурные карты для территории Мирнинского, Нижнечонского и Сьюльдюкарского выступов, Озерной террасы и Среднеботуобинской антиклинали по отражающему горизонту КВ и поверхности фундамента.

В Анабарской НГО выявлено пять структур общей площадью 780 км<sup>2</sup>, построена структурная карта Мархинского поднятия.

В Предпатомской НГО уточнено геологическое строение одноименного прогиба и выявлено 15 структур общей площадью 1052 км<sup>2</sup>.

На территории Северо-Алданской НГО выявлены две структуры площадью 230 км<sup>2</sup>.

В Западно-Вилюйской НГО уточнено геологическое строение рифовой зоны, оконтурен Салбытский рифовый массив и выявлены шесть структур общей площадью 881 км<sup>2</sup>.

Методом ЗСБ в комплексе с сейсморазведкой подготовлены и переданы под глубокое бурение 25 структур и 17 объектов АТЗ.

Фонд перспективных объектов на территории Восточной Сибири составляют антиклинальные поднятия и объекты АТЗ. Фонд выявленных перспективных структур по территории Восточной Сибири практически по всем НГО ежедневно сокращается. За период 1981-1986 гг. в пределах Енисейско-Анабарской ГНП было выявлено 25 структур и 6 объектов АТЗ, а ис-

ключено из фонда было 64 структуры и 2 объекта АТЗ. В Лено-Вилюйской ГНП было выявлено 7, исключено 9 и передано в другую стадию работ 5 объектов. В пределах Лено-Тунгусской ГНП выявлено 170 структур и 23 объекта АТЗ, исключено из фонда 335 структур и 11 объектов АТЗ — из них в фонд подготовленных к глубокому бурению передано: 85 структур и 5 объектов АТЗ. Несмотря на то, что значительная часть выявленных перспективных объектов была переведена в следующую стадию работ, сокращение фонда выявленных структур и объектов АТЗ произошло в основном за счет пересмотра геофизических материалов.

Фонд структур, подготовленных к глубокому бурению, увеличился с 90 в 1983 г. до 101 в 1986 г. По состоянию на 01.01.1986 г. в пределах Енисейско-Анабарской ГНП в фонде подготовленных находилось 17 объектов, при этом было подготовлено в 1986 г. 2, а исключено 5 объектов и из них только 3 были переданы в глубокое бурение. В Лено-Вилюйской ГНП в фонде подготовленных числилось 11 объектов. В Лено-Тунгусской ГНП в фонде подготовленных был 61 объект, при этом 16 было подготовлено, 20 — исключено и 10 были переданы в глубокое бурение.

Фонд находящихся в глубоком бурении объектов в целом для Восточной Сибири на 1981-1986 гг. составил 420 структур и 34 объекта АТЗ. За этот же период были введены в бурение 145 структур из 13 объектов АТЗ, выведено из бурения 118 структур и 11 объектов АТЗ.

Анализ состояния геолого-геофизической изученности и фонда структур указывает на весьма сложное геологическое строение территории Восточной Сибири. Для выявления новых перспективных объектов необходимо выполнить региональные геофизические исследования в комплексе с бурением параметрических скважин, на территории Енисейско-Анабарской ГНП — в пределах Большехетского и Малохетского мегавалов; в Лено-Вилюйской ГНП — в Линденской впадине, Предверхооянском прогибе и в северной части Оленекского свода; в Лено-Тунгусской ГНП — в северной части Бахтинского мегавыступа и прилегающих территориях Тунгусского мегaproгиба, в пределах Камовского свода и на северо-востоке Собинско-Тэтэринского мегавала.

УДК 553.98.061.7+553.98.061.4:551.732.2(571.5)

А.А.Зиновьев, Г.Ф.Пожариская, Л.И.Алексеева,  
Е.Г.Золотарев, М.И.Витухина, Ф.Н.Яковенко

### СТРОЕНИЕ И МОШНОСТЬ ЭКРАНИРУЮЩИХ ТОЛШ КАК КРИТЕРИЙ ПОИСКОВ НЕЗАСОЛОНЕННЫХ ТЕРРИГЕННЫХ ВЕНД-НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ЮГЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Соленосные отложения нижнего кембрия широко развиты почти на всей территории юга Сибирской платформы и занимают площади Ангаро-Ленской ступени, Катангской седловины, Непско-Ботуобинской антеклизы. С областями их развития тесно связано засоление коллекторов в подсолевом терригенном комплексе.

Одной из актуальнейших проблем в пределах рассматриваемой территории является прогноз развития зон коллекторов в подсолевом венд-нижнекембрийском терригенном комплексе и особенно, коллекторов, наименее затронутых процессами вторичного засоления. Эта проблема рассматривается авторами впервые и поэтому некоторые ее положения являются дискуссионными.

В бассейне морского осадконакопления выпадение солей происходит при определенной минерализации вод (свыше 320 г/л), поэтому первичное засоление терригенных пород невозможно в окраинных частях бассейна, где наблюдается привнос обломочного материала пресными водами и снижение общей минерализации водоема. Таким образом, появление горизонтов засоленных песчаников в подсолевом терригенном комплексе в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы и на прилегающих территориях можно рассматривать, только как результат процессов вторичного засоления пород. Это подтверждается также исследованиями Е.В.Пиннекера, который считает, что развитие нижней, слабоминерализованной гидрохимической формации, охватывающей метаморфические и изверженные породы архея-протерозоя, могло осуществиться благодаря отсутствию солей в нижней толще осадочного комплекса, то есть проникновение высококонцентрированных рассолов в песчаные толщи нижнекембрийских отложений происходило, вероятнее всего, сверху. И, в связи с этим, следует выяснить, какова роль

глинистых покрывок в процессе засоления коллекторов.

Глины проницаемы как и ряд других пород. Их проницаемость в значительной мере обусловлена минералогическим составом и структурой кристаллической решетки глинистых минералов, которые определяют прочность связей поровой воды с твердой поверхностью глинистых частиц и ее объем в породе. Поэтому экраняющая (от солевых растворов) роль глинистых покрывок разного минералогического состава на одних и тех же глубинах будет проявляться по-разному. Установлено, что процессы вторичного засоления приурочены к участкам преимущественного развития экраняющих толщ, представленных глинами монтмориллонитового состава /1/. Глины гидрослюдистого состава являются менее проницаемыми для крепких рассолов.

Разнообразие палеорельефа нижнемотского морского бассейна обусловило чрезвычайно пеструю фациальную обстановку осадконакопления. На территории Непско-Ботубинской антеклизы и Ангаро-Ленской ступени можно выделить семь типов разрезов, отличающихся друг от друга положением глинистых горизонтов (рис. 1). Это важно потому, что положение глинистых толщ в разрезе сыграло определенную роль в развитии процессов вторичного засоления и рассоления пород.

I тип. Пласт-коллектор мощностью 6-12 м хорошо выражен и залегает на кристаллическом фундаменте. Выше него до геофизического репера  $M_2$  (подошва среднемотской подлиты) толща представлена чистыми аргиллитами, иногда с тончайшими (менее 1 мм) прослойками алевроитового материала. Мощность глинистой части достигает 75 м (Кийская площадь). Этот тип разреза распространен на большей части территории западного склона Непско-Ботубинской антеклизы и коллекторы, как правило, не затронуты процессами вторичного засоления.

II тип. Вся толща проницаема, нет четко выраженных коллекторов и экранов. Этот тип разреза развит на ограниченной площади Аянского прогиба на западном склоне Непско-Ботубинской антеклизы.

III тип. Разрез представлен двумя толщами покрывок мощностью от 3-6 до 12-18 м и двумя пластами-коллекторами. Процессы вторичного засоления коллекторов

развиты очень широко и захватывают оба пласта. Наличие покрывок мощностью более 15 м предохраняет их от проникновения соли. Эта картина четко видна не только на Даниловском и Верхнечонском месторождениях, но и на южном периклинальном замыкании Непско-Ботубинской антеклизы в районе Аянского и Марковского месторождений.

IV тип. В средней части разреза четко выражены один-два коллекторских горизонта. Покрывки отсутствуют. В кровельной и подошвенной частях наблюдается частое переслаивание маломощных прослоев песчаников, алевролитов и аргиллитов. Процессы вторичного засоления развиты широко.

V тип. Под карбонатами геофизического репера  $M_2$  залегает проницаемая толща, представленная частым переслаиванием песчаных и аргиллитовых прослоев, аналогичная проницаемой толще IV типа. Четко выражены один-два коллекторских пласта. Под нижним - залегает глинистая толща мощностью до 6 м. Этот тип разреза имеет наиболее широкое распространение, особенно на восточном склоне и южной периклинали Непско-Ботубинской антеклизы и в Приленском прогибе.

VI тип. В верхней части разрез сложен карбонатами. Локально в карбонатной части его встречается пачка глин мощностью 12-18 м, выполняющая роль локальной покрывки, препятствующей вторичному засолению терригенных пород-коллекторов. Эта картина наблюдается в некоторых скважинах на юге Ярактинского и Аянского месторождений (сква. 4, 1, 44, 49, 64, 48). Пласты-коллекторы четко выражены. В подошвенной части залегает глинистая пачка мощностью до 11 м. Этот тип разреза развит на той же территории, что и V.

VII тип. Отсутствует верхняя покрывка. Сразу под карбонатами геофизического репера  $M_2$  залегает коллекторский пласт. Нижележащая толща песчано-алеврито-глинистого состава имеет мощные глинистые горизонты. Данные по засолению проницаемых толщ отсутствуют. Этот тип разреза наиболее широко развит в центральной и южной частях Иркутского амфитеатра.

Выделенные типы разрезов можно сгруппировать в три крупные зоны, для которых характерно определенное положение

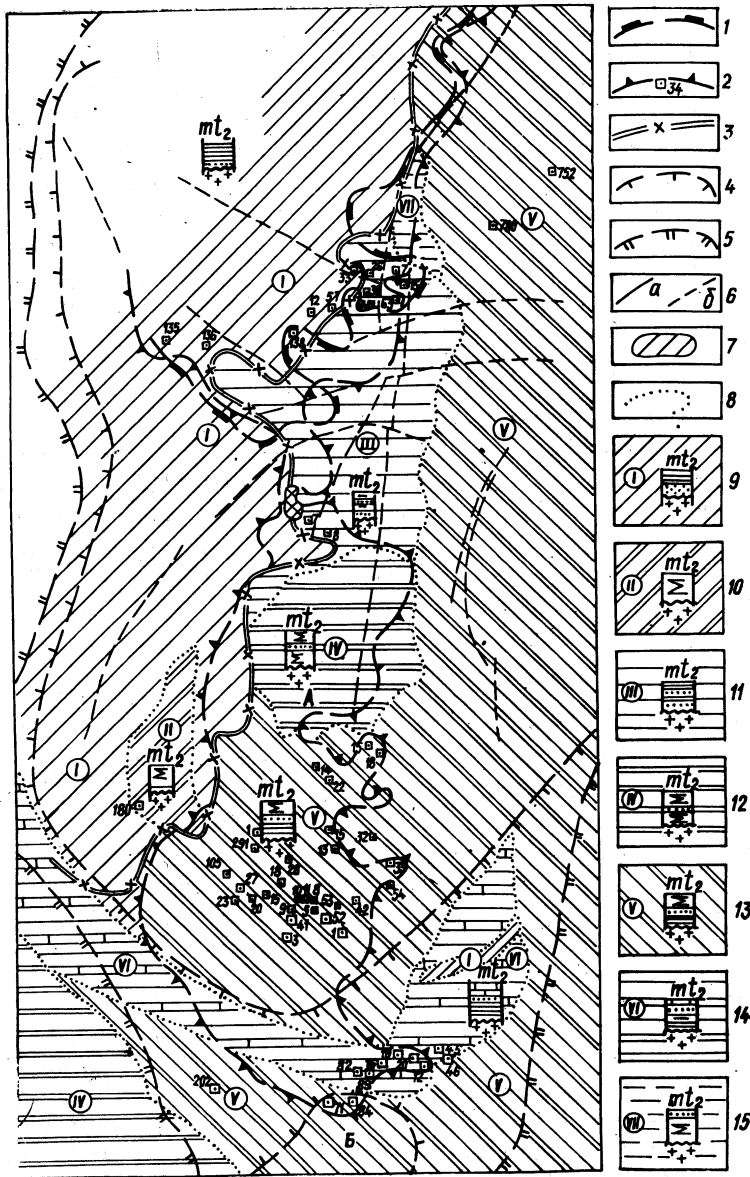


Рис. 1. Карта распространения засоленных коллекторов терригенного венд-нижнекембрийского возраста в зависимости от характера и мощности экранирующих толщ в пределах Непско-Ботубинской антеклизы: 1 - граница распространения терригенно-карбонатной покрывки над нижнемотскими терригенными отложениями; 2 - граница распространения глинистой покрывки; 3 - граница распространения расщепленной глинистой покрывки; 4 - граница сводов: А - Непского, Б - Усть-Кутского; 5 - граница Непско-Ботубинской антеклизы; 6 - тектонические нарушения: а - установленные, б - предполагаемые; 7 - зона отсутствия нижнемотских терригенных отложений; 8 - границы типов разрезов; 9-15 - типы разрезов и взаимоотношения в них экранирующих и коллекторских толщ: 9 - разрез с экранирующей глинистой толщей, коллектор в основании разреза; 10 - разрез с проницаемой толщей без четко выраженных экранирующих и коллекторских горизонтов, 11 - разрез с хорошо выраженными двумя экранирующими и двумя коллекторскими толщами, 12 - проницаемая толща с четко выраженным коллекторским горизонтом, 13 - разрез с четко выраженными двумя экранирующими толщами: нижней - глинистой, верхней - преимущественно глинистой, 14 - разрез с четко выраженными двумя экранирующими толщами: нижней - глинистой, верхней - преимущественно карбонатной, 15 - проницаемая толща с четко выраженным коллектором в верхней части разреза и отсутствием экранов

ние в разрезе глинистого экрана, обусловившего процессы вторичного засоления и последующего рассоления пород.

**Первая зона.** Глинистая покрывка расположена сразу же под карбонатной толщей и объединяет I и III типы разрезов. Эта зона является благоприятной для поисков незасоленных коллекторов. Анализ данных показал, что вторично засоленные песчаники встречаются на тех участках, где мощность глинистой покрывки менее 15 м. При этом глинистые горизонты толщиной до 15 м не выполняют роли экрана, что хорошо прослеживается на Верхнечонском месторождении, где имеются два глинистых горизонта и два пласта-коллектора ( $V_{ч1}$  и  $V_{ч2}$ ). На большей части площади оба продуктивных пласта в той или иной степени засолены. Глинистые пачки



выполняют роль флюидоупоров; но они изначально не являлись экранами для высокоминерализованных хлоридных рассолов. В пределах зоны глинистые горизонты, как правило, не залегают непосредственно на фундаменте, что необходимо учитывать при прогнозировании участков возможного рассолонашения песчаников.

Гравитационное движение рассолов происходит в замкнутых структурах вертикально /1, 3, 5/. При этом более концентрированные рассолы опускаются вниз, а менее концентрированные поднимаются вверх. В период оживления тектонических движений возникают разломы и трещины, по которым происходит разгрузка и переток пластовых вод.

Анализ результатов испытания скважин на Верхнечонском месторождении показал, что на фоне общего засолонаения двух пластов-коллекторов В<sub>ч1</sub> и В<sub>ч2</sub> выделяется зона незасоленных коллекторов нижнего горизонта В<sub>ч2</sub>. Площадь распространения незасоленных нижних пластов расположена вдоль зоны глубинного разлома с повышенным обводнением, это дает возможность предполагать, что мы имеем дело с рассолонаением пород. Этот же факт позволяет высказать мнение, что при прогнозировании поисков незасоленных терригенных коллекторов наиболее благоприятными будут зоны, расположенные вдоль крупных, длительно существующих разломов и характеризующиеся отсутствием глинистой толщи, залегающей непосредственно на фундаменте. Поэтому рассолонаение коллекторов при подтоке слабоминерализованных вод снизу будет затрагивать, в основном, нижние пласты песчаников до первых снизу глинистых экранов, через которые более пресные воды не могут фильтроваться вверх.

Вторая зона объединяет П, 1У, УП типы разрезов. Терригенные отложения представлены проницаемой толщей переслаивания. В данной зоне засолонаение песчаных коллекторов наиболее вероятно.

Третья зона включает У и У1 типы разрезов. Для нее наиболее характерны глинистые толщи, залегающие непосредственно на фундаменте и отсутствующие в кровле нижнемоотской подсвиты. Коллекторские толщи хорошо выражены. Третья зона характеризуется возможным засолонаением кол-

лекторов; она же является наименее перспективной для развития процессов их рассолонаения.

Из вышеизложенного можно сделать вывод, что засолонаение пород терригенного комплекса носит вторичный характер. Процесс засолонаения является многоэтапным.

В начале раннемоотского времени в бассейне, по-видимому нормальной солености, шло накопление терригенных отложений. По мере нивелировки и выработки рельефа осадки становились все более тонкими по составу. Периоды покоя сменялись плавными эпейрогеническими движениями положительного знака; понижался базис эрозии; глины сменялись песчаниками, главным образом, мелко- и тонкозернистыми. К концу раннемоотского времени стали преобладающими движения отрицательного знака и началось повсеместное накопление глинисто-карбонатных осадков среднемоотского возраста. На этом закончился первый крупный этап в истории развития региона.

Второй этап охватывает период формирования карбонатных и сульфатно-карбонатных толщ позднемоотского времени. В конце этого этапа большая часть территории Непско-Ботубинской антеклизы была выведена из-под уровня моря. В этот период (предусольское время) происходил региональный размыв, оставивший след в виде широко развитого карста в карбонатной предусольской толще. В лагунных условиях позднемоотского времени минерализация вод повышалась по мере накопления осадков.

На третьем этапе формировались соленосо-карбонатные и соленосные толщи нижнего кембрия с максимальными мощностями солей в усольской и бельской свитах.

Четвертый этап характеризуется крупными тектоническими движениями по всей территории юга Сибирской платформы. Широко развитая блоковая тектоника привела к раскрытию структур и интенсивному движению пластовых вод. К этому периоду, по-видимому, следует относить засолонаение песчаных коллекторов терригенной толщи нижнемоотской подсвиты и накопление УВ в резервуарах, незатронутых засолонаением.

Пятый этап характеризуется тектоническими движениями в пермо-триасовое время, сопровождавшимися трап-

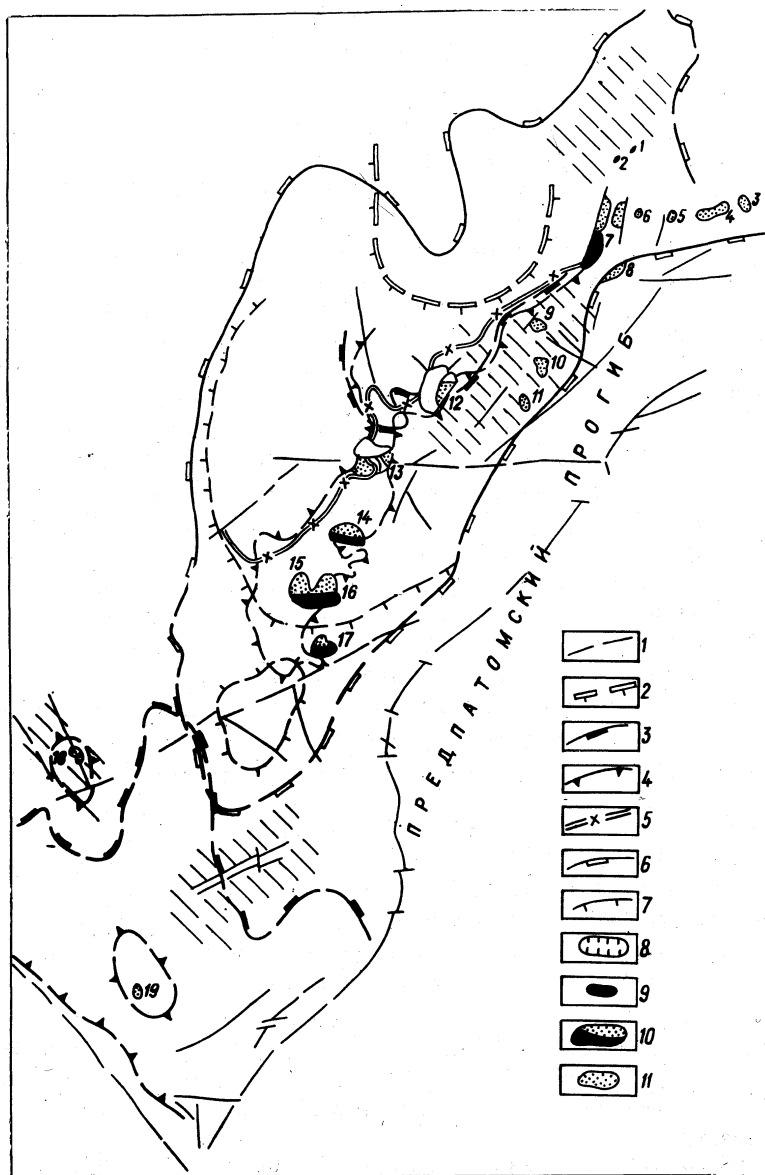


Рис. 2. Карта критериев перспектив нефтегазоносности терригенных венд-нижнекембрийских отложений Непско-Ботубинской и Ангаро-Ленской нефтегазоносных областей:

1 - тектонические нарушения; 2 - граница зоны отсутствия нижнемесозойских терригенных отложений; 3 - граница распространения глинисто-карбонатной покрывки; 4 - граница распространения глинистой покрывки; 5 - граница зоны расщепления глинистой покрывки; 6 - граница Непско-Ботубинской антеклизы; 7 - границы сводов; 8 - перспективные зоны нефтегазоаккумуляции; 9-11 - месторождения: 9 - нефтяные, 10 - нефтегазовые, 11 - газовые и газоконденсатные.

Цифрами обозначены номера месторождений: 1 - Иреляхское, 2 - Маччобинское, 3 - Вилуйско-Джербинское, 4 - Верхневилучанское, 5 - Иктехское, 6 - Тас-Юряхское, 7 - Средне-Ботубинское, 8 - Хотого-Мурбайское, 9 - Озерное, 10 - Нижнехамакинское, 11 - Центрально-Талаканское, 12 - Верхнечонское, 13 - Даниловское, 14 - Дулисминское, 15 - Ярактинское, 16 - Аянское, 17 - Марковское, 18 - Братское, 19 - Атовское

вым магматизмом, вызвавшими новые разгрузки подземных вод и при благоприятных условиях (когда флюидоупор не залегал непосредственно на фундаменте) рассолонение коллекторских толщ, непосредственно расположенных на фундаменте вблизи крупных глубинных разломов (Верхнечонская площадь).

Вышеизложенное позволяет сделать следующие выводы:-

- засолонение коллекторских толщ происходило на участках, где мощность глинистой покрывки была менее 15 м;
- участки рассолонения коллекторов предполагаются вдоль крупных разломов, являющихся зонами разгрузки пластовых вод;

- наиболее благоприятными (рис. 2) для обнаружения незасолоненных коллекторов стали зоны развития I и III типов разрезов (последний при условии наличия глинистых покрывок мощностью не менее 15 м);

- неблагоприятными (из-за отсутствия покрывок) являются зоны развития II, IV и V типов разрезов, но в них можно ожидать наличие рассолоненных коллекторов вблизи крупных разломов;

- самыми неблагоприятными, по-видимому, являются зоны развития У и У1 типов разрезов в связи с тем, что, наряду с отсутствием верхних экранов, в основании разреза лежат глины, препятствующие проникновению слабоминерализованных вод из нижележащих отложений.

На основании выполненных исследований наиболее перспективными участками для поисков незасолоненных коллекторов в терригенных венд-нижнекембрийских отложениях являются юго-западный склон Непско-Ботуобинской антеклизы (I тип разреза), ее центральная часть (Ш тип разреза - при условии наличия верхней глинистой покрышки не менее 15 м).

Перспективными зонами рассолонаения коллекторов является северо-восточное продолжение глубинного разлома на Верхнечонском месторождении (район скв. 72, 86, 98).

#### С п и с о к л и т е р а т у р ы

1. В а л я ш к о М. Г., П о л и в а н о в а А. И., Ж е р е б ц о в а И. К. Струйное гравитационное движение и его роль в формировании и распределении природных вод. - Вестник МГУ, сер. геология, 1965, №5, с. 9-30.
2. Г о л ь д б е р г В. М., С к в о р ц о в Н. А. Проницаемость и фильтрация в глинах. - М.: Недра, 1986. -160 с.
3. Д з ю б а А. А. Разгрузка рассолов Сибирской платформы. - Новосибирск: Наука, 1984. -156 с.
4. Н е ф т е г а з о в а я гидрогеология юга Сибирской платформы (под ред. А.С.Анциферова). -М.: Недра, 1984. -192 с.
5. П и н н е к е р Е. В. Проблемы региональной гидрогеологии. - М.: Наука, 1977. -196 с.

УДК [553.98.061.4:552.54]:552.53:550.832(571.1)

К.М.Обморищев, В.А.Вашенко

#### КАЧЕСТВЕННАЯ И КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ЗАСОЛОНЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ УСТЬ-КУТСКОГО ГОРИЗОНТА НА ДАНИЛОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Выявление в разрезах нефтегазоносных карбонатных комплексов пластов-коллекторов, емкостное пространство которых частично или полностью заполнено каменной солью, является актуальной задачей при ведении нефтегазопроисловых и разведочных работ. Особенно это важно в тех случаях, когда при испытании скважин получают непромышленный приток нефти, что не позволяет подсчитать запасы в районе расположения таких скважин относить к категории балансовых.

Имеющаяся геологическая информация свидетельствует о том, что при формировании карбонатных пластов-коллекторов в условиях солеродных бассейнов, заполнение емкостного пространства каменной солью носит селективный характер и приурочено к определенным стратиграфическим уровням. Как показало изучение кернa из кембрийских отложений галогенно-карбонатных комплексов Восточно-Сибирского солеродного бассейна, заполнение галитом емкостного пространства карбонатных пластов-коллекторов приурочено к зонам перерывов в осадконакоплении и, как правило, в тех случаях, когда после перерыва восстанавливались благоприятные условия для образования вышезалегающих пластов каменной соли. Например, в таких условиях залегаия находятся пласты-коллекторы усть-кутского горизонта Даниловского нефтяного месторождения.

На Даниловском месторождении усть-кутский горизонт состоит из двух подгоризонтов - нижнего и верхнего, причем в верхнем нефтеносность установлена пока только по данным опробования на кабеле, а в нижнем - подтверждена результатами испытания скважин в колонне. Верхний усть-кутский подгоризонт толщиной 27-28 м представляет собой пласт до-

ломита, разделенный на три интервала более глинистыми пропластками. Коллектор смешанный: порово-каверново-трещинный, с общей пористостью до 14%. Поры, каверны и трещины наряду с нефтью содержат каменную соль. Толщина соленасыщенных участков изменяется от одного до нескольких метров с содержанием галита в среднем 10-12%. Коллекторские свойства, определенные по данным акустического (АК) и нейтронного гамма-каротажа (НГК) в засоленных участках разреза, приближаются к граничным ( $K_{ГР}^П=6\%$ ). Значения интервального времени пробега находятся в пределах 160-180 мкс; среднее значение гамма-активности равно 2,6 мкр/час.

Нижний усть-кутский подгоризонт толщиной от 20-26 до 33 м представлен обычно доломитом с порово-каверновым типом коллектора. Толщина нефтенасыщенной части подгоризонта 14-18 м, общая пористость 8-14%, содержание галита в среднем составляет 11-13%. На участках пласта с низкой нефтенасыщенностью толщина засоленных интервалов достигает 22 м, при этом содержание галита - до 16%. По данным АК и НГК коэффициент пористости невысокий - в среднем 4,6%; естественная гамма-активность изменяется в пределах 1,5-3,5 мкр/час и связана, по-видимому, с органическим веществом, так как глинистость довольно низкая (4-5%). Интервальное время изменяется в пределах от 144 до 184 мкс.

Изучение карбонатных отложений геофизическими методами с целью выделения пластов-коллекторов, оценки их емкостных свойств, определения литологического состава и характера насыщения, как известно, базируется на данных электрического, акустического и радиоактивного методов исследований скважин. Однако каждый из указанных методов обладает ограниченными возможностями. Практика показала, что наилучшие результаты с точки зрения информативности могут быть получены при комплексировании геофизических методов исследования скважин. В частности, для выделения засоленных нефтегазонасыщенных карбонатных пород возможно использовать комплекс методов: АК, НГК, а также боковой каротаж (БК) и гамма-гамма-каротаж (ГГК).

В общем случае для определения нефтенасыщенных интервалов используется величина параметра насыщения ( $P_H$ ),

представляющая отношение сопротивления нефтеносного пласта ( $\rho_{\text{нп}}$ ) к сопротивлению этого же пласта, но полностью насыщенного пластовой водой ( $\rho_{\text{вп}}$ ). С помощью БК в большинстве случаев удается оценить сопротивление нефтенасыщенных пластов. Однако при скважинных измерениях эта оценка может быть недостаточно уверенной. Определение  $\rho_{\text{нп}}$  расчетным путем не всегда возможно из-за отсутствия надежных данных о пористости, а также о характере связи между пористостью и электрическим сопротивлением при полном водонасыщении.

Одним из дополнительных способов, с помощью которого удается выделить нефтегазонасыщенные карбонатные пласты, является метод непрерывной нормализации БК-НГК (Н.З.Заяев, 1966 г.). При интерпретации по данному способу диаграммы БК и НГК нормализуются, то есть приводятся к одинаковому масштабу пористости. В связи с этим кривая БК из линейного преобразуется в логарифмический масштаб записи в соответствии с амплитудами отклонений на кривой НГК, записанной на участках залегания опорных водоносных и плотных пластов. Обоснованием этих построений служит установленная для водоносных карбонатных пород в диапазоне изменения их пористости от 2 до 25% зависимость линейной связи между показаниями НГК и логарифмом удельного сопротивления пласта при условии, если минерализация пластовых вод в пределах исследуемого интервала существенно не меняется. Модуль логарифмического масштаба выбирают таким образом, чтобы при совмещении нормализованной кривой БК с кривой НГК они совпадали на участках, соответствующих опорным пластам, представленным как водоносными, так и плотными, низкопористыми малопроницаемыми породами. Тогда в нефтегазонасыщенных интервалах, вследствие влияния нефти на удельное сопротивление, связь между показаниями БК и НГК нарушается, что обуславливает характерное расхождение кривых (рис. 1).

В выделенных таким способом нефтегазонасыщенных интервалах засоление качественно определяется с помощью АК и ГГК: На функционально преобразованных и приведенных к одному масштабу пористости диаграммах АК и ГГК по характеру их расхождения можно установить засоленные интервалы разреза /1, 2/. Расхождение кривых от влияния

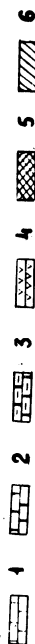
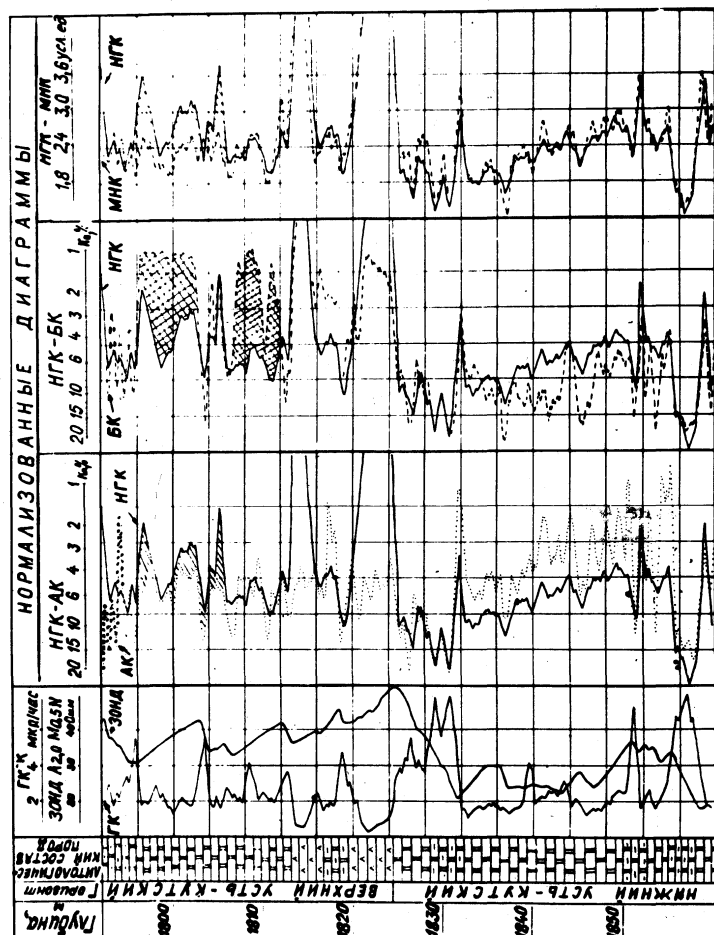


Рис. 1. Геолого-геофизическая характеристика разреза по скв. 56 Даниловского нефтяного месторождения: 1 - известняки, 2 - доломиты, 3 - глинистые доломиты, 4 - ангидриты, 5 - нефтенасыщенные породы, содержащие включения галита.

каменной соли может быть значительным и эквивалентно приращению плотности до  $0,5 \text{ г/см}^3$ . Однако такой эффект наблюдается не всегда. Отсутствие его может быть в том случае, если процент содержания соли в емкостном пространстве карбонатных пород-коллекторов низок. Таким образом, если эффект от засоления укладывается в пределы погрешности измерения интервального времени пробега продольных волн и объемной плотности, то наличие засоления установлено не будет. Это подтверждается данными по продуктивным карбонатным отложениям Припятского солеродного бассейна. В указанном регионе было установлено, что при суммарной погрешности параметра пористости ( $K_{п}$ ) и содержания соли менее 15% от объема породы, выявление засоленных интервалов методами АК-ГГК практически невозможно.

Для установления засоленных карбонатных пород комплекс АК-ГГК целесообразно дополнить методами нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам ( $\text{ННК}_T$ ) и  $\text{НГК}/5$ . Хлор, обладающий аномальным свойством поглощать тепловые нейтроны, вызывает повышение вторичного гамма-излучения при регистрации кривой  $\text{НГК}$ , в то же время он обладает свойством снижать плотность тепловых нейтронов, определяющих показания  $\text{ННК}_T$ . Поскольку характер и величина влияния каждого из основных породообразующих минералов карбонатных пластов и их пористости на показаниях  $\text{НГК}$  и  $\text{ННК}_T$  в целом близки, то, сопоставляя показания этих методов в условных единицах или каком-либо другом масштабе, можно качественно выявлять засоленные интервалы в карбонатном разрезе /4, 5/.

Для количественной оценки степени засоления более широкие возможности связаны с применением импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) и многозондового нейтронного каротажа (МНК). Использование этих методов, как по-

казала практика, в одинаковой степени может быть успешным и определяется лишь аппаратным обеспечением специализированных геофизических организаций. На Даниловском нефтяном месторождении выделение и оценка засоленных карбонатных пород в разрезе усть-кутского горизонта проводилось на базе применения метода МНК, основанного на определении декремента пространственного затухания плотности ( $\Delta$ ) тепловых нейтронов и измерения скоростей счета двумя и более детекторами, расположенными на различных расстояниях от источника нейтронов. Это позволяет одновременно повысить точность и достоверность определения коэффициента пористости и степени засоления. Величина  $\Delta$  является монотонно возрастающей функцией содержания водорода при неизменных скважинных условиях и определенном литологическом составе пород. По данным МНК определяется кажущееся водородо-содержание пластов, а в комплексе с НГК – характер их засоления.

Наличие или отсутствие каменной соли в карбонатных пластах устанавливалось на основании графоаналитической зависимости, для чего на бланке в арифметическом масштабе наносились точки с определенными значениями НГК ( $J_{ny}$ ) и ННК ( $J_{nn}$ ), характеризующими опорные карбонатные пласты без включений соли и карбонатные пласты, содержащие каменную соль. Ее присутствие или отсутствие первоначально устанавливалось на основании визуального исследования керна. В дальнейшем же пласт определялся как соленасыщенный, если характеризующая его точка на графике располагалась выше области опорных пластов (рис. 2). Количественное содержание соли устанавливалось на основании зависимости  $J_{ny} - J_{nn}$  от процентного содержания соли ( $NaCl, \%$ ), определенного по керну (рис. 3,а). Для выделения соленасыщенных толщин карбонатных пластов по разрезу скважин использовался метод непрерывной нормализации диаграмм МНК в условных единицах кривой НГК по средней линии области разброса точек опорных пластов. Наличие засоленных интервалов определялось по расхождению этих кривых (см.рис.1).

Наблюдениями установлено, что при оценке  $K_{п}$  по данным АК кажущаяся пористость засоленных интервалов карбонатных пластов оказывается завышенной (за счет завышения значений  $\Delta t$  матрицы) по сравнению с  $K_{п}$ , определенным

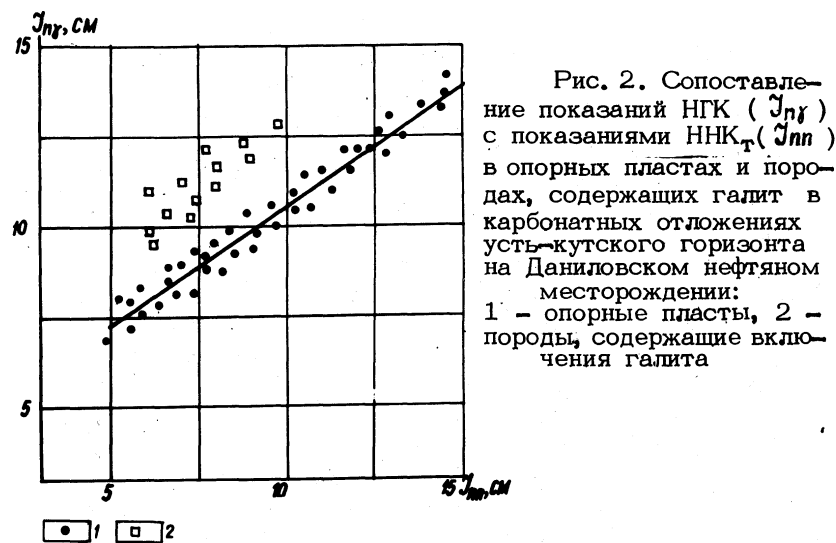


Рис. 2. Сопоставление показаний НГК ( $J_{ny}$ ) с показаниями ННК ( $J_{nn}$ ) в опорных пластах и породах, содержащих галит в карбонатных отложениях усть-кутского горизонта на Даниловском нефтяном месторождении: 1 – опорные пласты, 2 – породы, содержащие включения галита

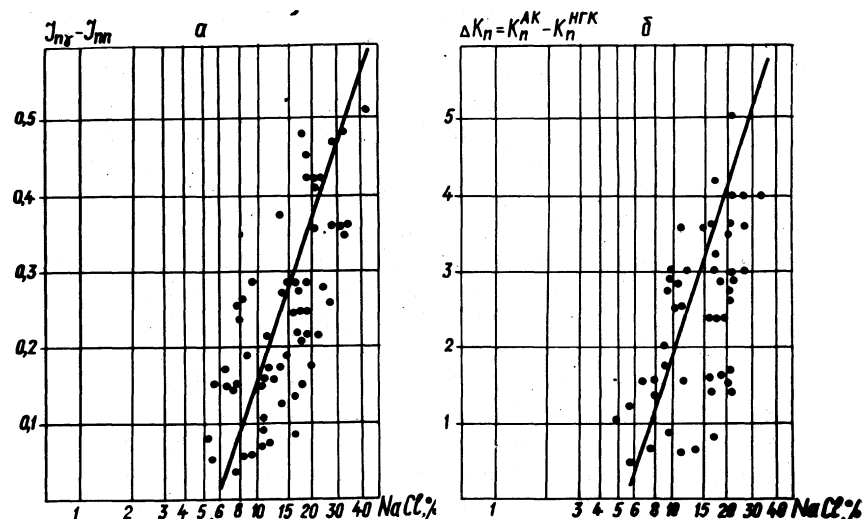


Рис. 3. Графики зависимости  $\Delta J_{ny} - nn$  (а) и  $K_{п}^{ак-нГК}$  (б) от содержания галита в карбонатном коллекторе усть-кутского горизонта на Даниловском нефтяном месторождении

по данным метода НГК, который занижает истинные значения  $K_{\text{п}}$ . Это дает основание определять засоленные интервалы карбонатных пластов в разрезе скважин по расхождению кривых АК-НГК при их нормализации в масштабе коэффициента пористости. Сравнение нормализованных диаграмм МНК-НГК и АК-НГК свидетельствует об удовлетворительном их совпадении в отношении идентичности выделения засоленных интервалов разреза (см. рис. 1).

Количественная оценка степени засоления (см. рис. 3, б) может быть дана на основании баланса  $K_{\text{п}}^{\text{ак}}$  и  $K_{\text{п}}^{\text{нгк}}$  путем построения графоаналитической зависимости  $K_{\text{п}}^{\text{ак}} - K_{\text{п}}^{\text{нгк}} = f(\text{NaCl}, \%)$ . Однако при этом необходимо учитывать, что на значение разности  $K_{\text{п}}^{\text{ак}} - K_{\text{п}}^{\text{нгк}}$  большое влияние оказывает наличие трещинного коллектора и крупных каверн. Влияние каверн и трещин противоположно влиянию засоления, что недостаточно уверенно позволяет выделять засоленные участки разреза. Кроме того, следует учитывать, что соотношение  $K_{\text{п}}^{\text{ак}} > K_{\text{п}}^{\text{нгк}}$  возможно при ангидризации пород.

Таким образом, с учетом всей совокупности признаков засоленных карбонатных пород, были проанализированы и обработаны материалы комплекса ГИС и исследований керн по усть-кутскому горизонту Даниловского месторождения, на основании которых получены следующие результаты. В карбонатных отложениях верхнего усть-кутского подгоризонта засоление наблюдается по всем разрезам, вскрытым скважинами, за исключением скв. 144, где выполнение галитом емкостного пространства пород-коллекторов отсутствует. Толщина засоленных частей разреза изменяется от 2 (скв. 22) до 18,8 м (скв. 7). Наименьшая толщина засоления верхнего усть-кутского подгоризонта установлена в центральной части Даниловского месторождения, где она варьирует в пределах 2-4 м, исключая скв. 18, которая вскрыла засоленный разрез толщиной до 7,4 м. В периферийных частях месторождения толщина засоленных участков разреза увеличивается и достигает в среднем 13-14 м. Содержание галита в емкостном пространстве пород-коллекторов изменяется от 9% (скв. 22) до 20% (скв. 1), а в отложениях, вскрытых скв. 144, засоление отсутствует. В среднем же содержание галита в породах верхнего усть-кутского подгоризонта составляет 10-12%.

В нижнем усть-кутском подгоризонте засоление приурочено, в основном к верхней части. Исключение составляют разрезы, вскрытые скв. 6, 10 и 11, где частичное выполнение галитом емкостного пространства пород-коллекторов отмечается по всему горизонту. Толщина соленасыщенных участков разреза изменяется от 1 (скв. 13) до 22,2 м (скв. 10). Полностью свободны от каменной соли породы-коллекторы, вскрытые скв. 3, 8 и 144. Незначительные толщины (4,4-4,6 м) засоленных пород приурочены к центральной части месторождения (скв. 18) и его южной периферии (скв. 7). Содержание галита в емкостном пространстве пород-коллекторов на площади Даниловского месторождения изменяется от 5% (скв. 13) до 16% (скв. 5), составляя в среднем 11-13%.

Приведенные данные о характере и степени засоления пород усть-кутского горизонта могут служить первостепенными критериями при проектировании дальнейших работ по обессоливанию пластов-коллекторов с целью интенсификации притока нефти в процессе их испытания.

Особенностью работ по интенсификации притоков нефти и газа в условиях засоленных карбонатных пластов-коллекторов является применение значительных объемов (до 150-200 м<sup>3</sup>) пресноводных растворов ПАВ, закачиваемых в пласт. Однако, как показал опыт работ, засоленные нефтегазоносные карбонатные пласты обладают обычно низкой приемистостью, в связи с чем не обеспечивается заданный радиус охвата пласта заводнением. Для достижения указанной цели приходится предварительно проводить различного рода многократные солянокислотные обработки, гидрокислотные разрывы, применять вибровоздействие и т.п.

Другим, не менее важным условием, обеспечивающим успех по выщелачиванию соли из пор, каверн и трещин, является совершенная по степени вскрытия призабойная зона, которая должна быть представлена открытой частью ствола либо вертикальными щелевыми выработками, образованными с помощью гидроджетного перфоратора.

На основании изложенного в условиях солесодержащих нефтегазоносных карбонатных коллекторов может быть рекомендована оптимальная технология проведения работ, которая сводится к следующему:

- вскрытие объекта, выделенного по комплексу ГИС, производят кумулятивной перфорацией с плотностью не менее 30 отверстий на пог. м или щелевой гидропескоструйной перфорацией с предварительной привязкой интервала перфорации по ГК;

- спускают НКТ и производят возбуждение притока, например, снижением уровня путем аэризации или замены скважинной жидкости на более легкую по удельному весу;

- оценивают дебит притока, а в случае его отсутствия или непромышленного значения заменяют скважинную жидкость на 0,2%-ный водный раствор ПАВ (ОП-10, дисольван, привоцели и др.);

- определяют приемистость объекта, в случае низкой приемистости устанавливают в призабойной зоне солянокислотную ванну из 15-16%-ной HCl;

- промывают скважину пресноводным раствором ПАВ, поднимают НКТ и спускают пакер, после чего производят пакеровку и осуществляют закачку в пласт последовательно вначале 15-20 м<sup>3</sup> HCl 15-16%-ной концентрации, а потом не менее 150-200 м<sup>3</sup> пресноводного раствора ПАВ 0,2%-ной концентрации;

- выдерживают в пласте закаченную рабочую жидкость в течение 5-6 часов с периодическими подвижками, а затем приступают к извлечению продуктов реакции путем плавного снижения устьевого давления, либо подкачкой воздуха компрессором через "башмак" НКТ;

- в случае слабого притока нефти или его отсутствия повторяют операцию по предыдущей технологии, причем количество HCl необходимо увеличить в 2 и более раза. В качестве дополнительного мероприятия можно рекомендовать закачку рабочей жидкости в режиме гидровибрации или гидрокислотный разрыв пласта.

Заключительным этапом работ по интенсификации притока являются замеры пластового давления и дебита, отбор проб жидкости и газа, а также запись эпюры давления по стволу скважины.

## С п и с о к л и т е р а т у р ы

1. Гулин Ю. А. Гамма-гамма метод исследования нефтяных скважин. - М.: Недра, 1975. -112 с.

2. Гулин Ю. А., Головацкая И. В. Временное методическое руководство по применению ГК в нефтяных и газовых скважинах и интерпретации результатов изменений. - Калинин: ВНИИГис, 1978, -80 с.

3. Ларионов В. В., Радиометрия скважин. - М.: Недра, 1979. -140 с.

4. Мандельбаум М. М., Ващенко В. А. Изучение карбонатных коллекторов комплексом геофизических исследований скважин на Непском своде. - В кн.: Специфичность геологических условий и нефтегазоносности Сибири при выборе направлений поисково-разведочных работ. - М.: ВНИГНИ, 1985, с. 169-181.

5. Синьков А. В., Яценко Г. Г. Опыт выделения интервалов солесодержащих пород в разрезах скважин Сибирской платформы по данным нейтронных методов. - Геология нефти и газа, 1984, № 12, с. 48-50.

УДК 551.243:553.98.041(571.56)

В.П.Сметанина, В.В.Бакина,  
А.Г.Разживин

### СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОСТОЧНЫХ РАЙОНОВ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ НГП

Среди геологических процессов, контролирующих формирование зон нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции, ведущая роль принадлежит тектоническим, так как они определяют литологические, геохимические и другие условия нефтегазоносности.



Рассматриваемая часть Лено-Тунгусской НПП занимает восточную половину древней Сибирской платформы. В тектоническом отношении она включает крупные надпорядковые структуры: северо-восточную часть Непско-Ботуобинской антеклизы, Анабарскую и Алданскую антеклизы, Сюгджерскую и Вилючанскую седловины, западную часть Вилюйской гемисинеклизы и Предпатовский региональный прогиб. Современные представления о тектоническом строении и развитии исследуемой территории базируются на ограниченных данных бурения и геофизических исследований. В результате анализа геолого-геофизического материала в существующую схему строения фундамента авторами внесены соответствующие коррективы: на отдельных участках уточнены глубины залегания фундамента, границы традиционно выделяемых тектонических элементов и выделены новые (рисунок). Расположенная между Непско-Ботуобинской и Анабарской антеклизами Сюгджерская седловина остается еще слабоизученной, и все структурные построения в ее пределах носят предварительный характер. Имеющиеся геолого-геофизические материалы позволили выделить Вилюйско-Моркокинский выступ северо-восточного простирания и Моркокинское поднятие субмеридионального ориентировки согласно простиранию гравимагнитных элементов в этом районе и данных ГСЗ.

Гипсометрия поверхности фундамента восточной части Сибирской платформы меняется от 0 до 14,0 км. Наименьшие глубины отмечаются в пределах Алданской и Анабарской антеклиз, на значительных площадях которых фундамент выходит на дневную поверхность. Незначительные глубины залегания поверхности фундамента зафиксированы на склонах Анабарского кристаллического массива и Сунтарском своде (до 0,5 км); в своде Непско-Ботуобинской антеклизы фундамент лежит на глубине 1,1-1,3 км и погружается на склонах до 2,0-2,3 км. Максимальные глубины отмечены в Кемпедяйской (120 км), Березовской (6,0 км) и Сухановской впадинах (5,0 км).

Главные этапы формирования осадочного чехла приходятся на поздний протерозой и ранний палеозой, так как в это время накопилась основная масса осадков. Анализ палеотектонических реконструкций показывает, что условия нефтегазоносности, влияющие на формирование первичных коллекто-

ров, и определившие, в конечном итоге, размещение зон нефтегазонакопления, благоприятны для формирования скоплений УВ. Рифей-вендское время возникновения структур, с которыми связаны основные зоны нефтегазонакопления, свидетельствует о длительности существования их, что обеспечивало возможность аккумуляции УВ в течение большого промежутка времени. В результате сложной и длительной истории тектонического развития Сибирской платформы, обусловившей значительные изменения в ее пределах стратиграфического диапазона отложений, перспективных на нефть и газ, четко обособились основные структурные элементы: надпорядковые - антеклизы, синеклизы, седловины и краевые прогибы; I порядка - выступы, своды и впадины; II порядка - валы, зоны поднятий и III порядка - локальные поднятия. Зоны нефтегазонакопления связаны со структурами I-II порядка, пространственное положение которых относительно надпорядковых структур различное, однако, большинство выявленных зон нефтегазонакопления контролируется положением антеклиз, то есть обеспечивается наилучший структурный контроль. Считается, что все конседиментационные поднятия I-II порядков представляют собой возможные зоны нефтегазонакопления. Однако, практика поисково-разведочных работ показала, что апикальные части крупных конседиментационных структур лишены терригенных коллекторов рифея и венда. Поэтому перспективны не сами конседиментационные поднятия, а их склоны, примыкающие к прогибам и впадинам. В последнее время все с большей очевидностью представляется положительная роль в нефтегазоносности большой группы тектонических структур осадочного чехла - инверсионных поднятий, образованных в результате умеренных проявлений инверсии в типично платформенном масштабе с сохранением облекания чехлом ядер прогибов. На исследуемой территории к подобным структурным элементам следует отнести Огнетинское поднятие, выявленное в 1979 г. региональными электроразведочными работами на месте Мархайского прогиба по фундаменту.

Размещение скоплений УВ по вертикали контролируется четырьмя этапами нефтегазоносности: рифейским терригенно-карбонатным, вендским терригенным, венд-нижнекембрийским карбонатным и ниже-среднекембрийским галогенно-карбонатным. В погруженной западной части Вилюйской гемисинекли-

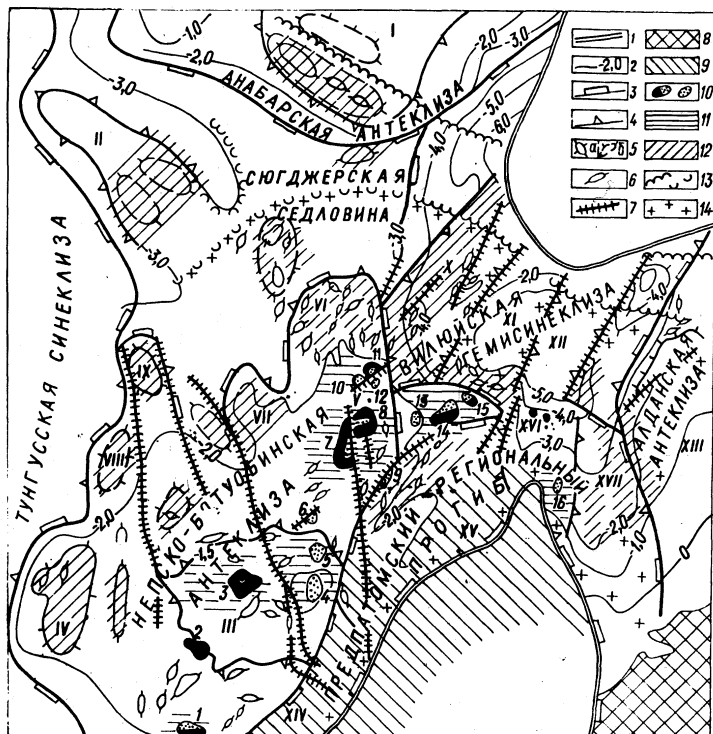


Схема размещения зон нефтегазоаккумуляции в восточной части Лено-Тунгусской НПП:

- 1 - восточная и южная границы Лено-Тунгусской НПП;
- 2 - изогипсы кровли вендских отложений по отражающим горизонтам  $KV$ ,  $M_2$ ; 3-5 - границы тектонических структур: 3 - надпорядковых; 4 - I порядка; 5 - II порядка; а - достоверные, б - предполагаемые, 6 - локальные поднятия; 7 - тектонические нарушения; 8 - выходы кристаллического фундамента на дневную поверхность; 9 - зоны шарьяжных перекрытий; 10 - месторождения нефти и газа; 11 - выявленные зоны нефтегазоаккумуляции; 12 - зоны возможного нефтегазоаккумуляции; 13 - Анабаро-Синская рифовая зона на уровне ленско-амгинского ярусов нижнего-среднего кембрия; 14 - граница распространения нижнекембрийской соленосной покрывки.

Римскими цифрами обозначены названия тектонических структур I порядка: I - Мунский свод, Сюгджерская седловина; II - Вилуйско-Моркокинский выступ, Непско-Ботуобинская антеклизы; III - Непско-Пеледуйский свод; IV-VIII - выступы - IV - Тэтэровский, V - Мирнинский, VI - Сюльдюзарский, VII - Нижне-Чонский, VIII - Среднекочемский; IX - Наканновский; X - Вгыаттинская впадина; XI - Сунгарский свод; XII - Кемпедаянская впадина; XIII - Наманинский выступ; XIV - Приленская впадина; XV - Ньюско-Джербинская впадина; XVI - Джеюктинский выступ; XVII - Березовская впадина.

Арабскими цифрами обозначены месторождения нефти и газа: 1 - Дулисьминское, 2 - Даниловское, 3 - Верхнечонское, 4 - Центральноталаканское, 5 - Нижнехамакинское, 6 - Озерное, 7 - Среднеботуобинское, 8 - Тас-Юряхское, 9 - Хотого-Мурбайское, 10 - Маччобинское, 11 - Иреляхское, 12 - Северо-Нелбинское, 13 - Иктехское, 14 - Верхневилуочанское, 15 - Вилуйско-Джербинское, 16 - Бысахтахское

Этот этап нефтегазоносности наращивается за счет появления перспективного нефтегазоносного комплекса в додевонских подсолевых отложениях.

На исследуемой территории месторождения нефти и газа в рифейских отложениях неизвестны, однако, этот комплекс перспективен. Рифейские отложения имеют прерывистое распространение: на приподнятых блоках фундамента они отсутствуют, в погруженных их толщина достигает 3,0 км. Следует различать рифейские осадочные бассейны двух типов: окраинные и внутриплатформенные. К первому типу следует относить Предпатомский региональный прогиб и Алдано-Майское перикратонное опускание; ко второму - мелкие и протяженные грабены, которые можно рассматривать как ответвления от Предпатомского регионального прогиба (Тымпучанский грабен), и прогибы, разделяющие приподнятые блоки фундамента (Мархаянский, Немчуйский и др.). В Березовской впадине в разрезе верхнекембрийских отложений выделено семь возможно нефтегазоносных резервуаров (И.Е. Москвитин, 1982). Глубокими скважинами на Усть-Бирюкской, Бысахтахской и Кедэргинской площадях в отложениях верхне-

рифейского возраста выявлены коллекторы и покрышки, а на Бысахтахской площади установлены прямые признаки нефтегазоносности. Мощное накопление карбонатно-терригенных осадков рифея происходило преимущественно в прибрежно-морских условиях с обогащением разреза аргиллитами и алевролитами в более погруженных зонах. Поэтому перспективы нефтегазоносности рифейского комплекса связываются с антиклинальными структурами и зонами выклинивания на платформенных крыльях Нюско-Джербинской и Березовской впадин и по периферии их разделяющего Джеюктинского выступа. Значительная толщина (более 1850 м) карбонатно-терригенных рифейских отложений Алдано-Майского прогиба рассматривается как мощный и древний очаг нефтегазообразования. Зоны нефтегазоаккумуляции здесь связываются с северо-западным и западным бортами прогиба, где прогнозируются структурно-стратиграфические ловушки (в случае благоприятных условий сохранения УВ).

В пределах рассматриваемой территории вендский терригенный резервуар включает основную массу выявленных залежей нефти и газа, связанных с разновозрастными пластами песчаников, экранированных глинистыми и глинисто-карбонатными породами. Структурный план его поверхности изучен по отражающему горизонту КВ. Абсолютные отметки варьируют в широких пределах: от 0-500 м на Анабарской и Алданской антиклиззах, - 1100 м на Непско-Пеледуйском своде и до - 600 м и более в Кемпендяйской впадине. На карте по этому горизонту находят отражение все структурные элементы, выраженные по фундаменту. Локальные поднятия имеют различную конфигурацию, размеры и простирания. Амплитуда обычно не превышает несколько десятков, реже сотен метров. Большинство структур осложнено нарушениями (см. рисунок).

Тектоническое развитие восточной части Сибирской платформы в вендский период характеризуется наиболее интенсивным прогибанием отрицательных структурно-тектонических элементов, обрамляющих Сибирскую платформу с юга и юго-востока. Области замедленного опускания были склоны антиклиз. Сокращенная толщина терригенного венда вплоть до полного исчезновения отмечается в сводах структур 1-П по-

рядка. Нулевая толщина зафиксирована глубоким бурением в своде Нижне-Чонского выступа, изопахита 25 м оконтуривает Верхне-печонское поднятие, осевые участки Мирнинского и Сюльдюкарского выступов. Юго-восточный и восточный склоны Непско-Ботубинской антиклизы, обращенные в сторону Предплатомского регионального прогиба и Вилючанской седловины, характеризуются резким нарастанием толщины венда до 200-400 м. Незначительные толщины (100-150 м) зафиксированы на западном и северо-западном бортах Ыгыяттинской впадины, максимальные (400-500 м) отмечаются в западной части Сунтарского свода, в Кемпендяйской впадине. В вендский период, по-видимому, существовала единая область максимального осадконакопления, охватывающая Нюско-Джербинскую, Березовскую, Ыгыяттинскую и Кемпендяйскую впадины, Сунтарский свод и Вилючанскую седловину. Разобщение вышеназванных структур намечилось в позднем кембрии - силуре, а в последующем было закреплено тектоническими деформациями герцинского цикла тектогенеза [2]. На южном борту Кемпендяйской впадины, на Кумахской площади сейсморазведкой установлено сложное строение, связанное с вертикальными перемещениями блоков и различной глубиной эрозионного среза. Вендские терригенные отложения отсутствуют. В северо-западной части исследуемой территории значительная толщина венда (совместно с рифеем) по данным сейсморазведки отмечена в прогибах, разделяющих выступы фундамента (Мархаянский, Немчуйский и др.).

Для вендского терригенного комплекса установлено, что увеличение толщины разреза ведет к ухудшению коллекторских свойств: песчаники либо уплотняются, либо замещаются глинистыми разностями. В Талаканской зоне увеличение толщины терригенных отложений в юго-восточном направлении (Паршинская скважина 1) ведет к исчезновению песчаников Ботубинского и талаканского продуктивных горизонтов. Та же картина наблюдается на Ихтехской площади, в Березовской впадине. Как показала практика поисково-разведочных работ, наилучшие коллекторы отмечаются в полосе, где мощность отложений венда составляет 25-100 м.

Для изучения стадийности формирования тектонических элементов, контролирующих зоны нефтегазоаккумуляции, и палео-

структурных условий накопления осадков учитывалась толщина отложений, условия залегания, литолого-фациальные особенности разреза и его полнота. Распространение терригенных осадков венда связано с палеоструктурой региона: своды палеоподнятий являлись областями суши, связь которой с областями седиментации была сложной: существовали зоны прибрежного мелководья, пространственное и временное положение которых менялось. С постоянным изменением конфигурации древней береговой линии и связано сложное распространение терригенных продуктивных горизонтов. Следовательно, наиболее благоприятными областями для формирования ловушек нефти и газа в терригенных отложениях венда (ботуобинский и другие горизонты) являлись обширные пространства подводных склонов древних палеоподнятий в условиях прибрежного мелководья, сопряженных с глубокими палеовпадинами и палеопрогинами. О "древности" структуры выделенных зон нефтегазоаккумуляции (Среднеботуобинской, Талаканской, Верхнечонской и др.) свидетельствует ранее проведенный в их пределах палеоструктурный анализ. Он показал, что формирование этих зон связано с венд-нижнекембрийским этапом развития. Полностью оно завершилось к концу кембрийского этапа /1/.

В настоящее время в восточной части Сибирской платформы в терригенном комплексе венда выявлены шесть зон нефтегазоаккумуляции: Верхнечонская, Среднеботуобинская, Талаканская, Мирненская, Вилючанская, Бисахтахская. Учитывая структурно-тектонические показатели, зоны возможного нефтегазоаккумуляции следует ожидать на северо-западном и северном бортах Ыгыаттинской впадины, юго-западной периклинали Сунтарского свода, прибортовых платформенных участках Нюйско-Джербинской и Березовской впадин. Основным продуктивным горизонтом предполагается ботуобинский или его аналоги, но не исключено, что перспективные запасы УЕ возможны и в более глубоких горизонтах (хамакинском, талахском, вилючанском). Результаты бурения Среднемархинской скважины подтверждают высокие перспективы северо-западной и северной прибортовых зон Ыгыаттинской впадины. Здесь вскрыт разрез терригенных отложений рифей-венда толщиной 374 м, где могут присутствовать горизонты от ботуобинского до вилючанского.

Терригенные горизонты осадочного чехла также перспективны и в пределах инверсионных структур, обнаружение которых на исследуемой территории — задача современной сейсморазведки. Современный структурный план кровли венд-нижнекембрийских подсолевых карбонатных отложений очень близок к рассмотренному выше структурному плану поверхности терригенных отложений венда: сохраняются простирания и границы основных тектонических элементов I-II порядков, морфология и размеры локальных поднятий. Изменяется только гипсометрия поверхности. Анализ толщин подсолевых карбонатов на исследуемой территории показывает слабую дифференциацию тектонических движений в период седиментации. В современном структурном плане зоны нефтегазоаккумуляции в карбонатных коллекторах венд-нижнекембрийского комплекса тяготеют к осевой части Непско-Ботуобинской антеклизы, ее юго-восточному склону, Вилючанской седловине и Березовской впадине. На рассматриваемой территории выделяются два типа зон нефтегазоаккумуляции, связанных с карбонатными подсолевыми отложениями. Первый из них охватывает ее восточную часть: коллектором являются кавернозно-поровые разности доломитов юрхского горизонта, крышкой — регионально выдержанная глинисто-карбонатная пачка, разделяющая юрхский и осинский горизонты. Второй тип характерен для осевой части Непско-Ботуобинской антеклизы, где продуктивными горизонтами являются преобразенский, усть-кутский и осинский, генетически связанные с органогенными и органогенно-обломочными породами. Особый интерес представляют "рифоподобные" структуры, которые предполагаются по внешней периферии и Предпатомского регионального прогиба в сводах антиклинальных поднятий или на их склонах. Первые признаки подобных структур (аномалии типа "массивное тело") на исследуемой территории на уровне осинского времени отмечены сейсморазведкой во внешней зоне Нюйско-Джербинской впадины (Диелдигирский, Талахтахский и Туорский участки): увеличение "временной" толщины на указанном стратиграфическом уровне, ухудшение или полное отсутствие сейсмической записи, уменьшение пластовой скорости и т.д. Формирование зон нефтегазоаккумуляции, связанных с развитием карбонатных коллекторов, происходило также и в центральных

частях крупных конседиментационных структур (Непский свод, Мирнинский выступ).

Межсолевые нефтегазоносные отложения, вскрытые в Березовской впадине, вероятно, имеют зональный характер развития и связаны, в основном, с появлением карбонатов среди соленосных отложений толбачанской и олекминской свит. Как показало бурение на Кэдэргинской площади, трещинно-кавернозные коллекторы нередки и в доломитах чарской, ичерской и метегерской свит, а зональное появление в разрезе солей в последней свите обеспечивает хорошую покрывку. Для выявления залежей этого типа необходимы палеогеологические методы исследования с целью обнаружения зон фациальных замещений. Однако ресурсы УВ в межсолевых кембрийских резервуарах ниже, чем в подсолевых.

Зоны нефтегазонакопления в нижне-среднекембрийских отложениях связаны как со структурными, так и с литологическими ловушками, поскольку основные залежи предполагаются в рифовых массивах. Область развития кембрийских рифовых сооружений известна как Анабаро-Синская фациальная зона. Она протягивается от северных склонов Алданской антеклизы через западные районы Вилуйской гемисениклизы до южных склонов Анабарской антеклизы. Имеет ярко выраженное северо-западное простирание, что, вероятно, обусловлено ее приуроченностью к конседиментационно развивающимся глубинным разломам. В структурном отношении Анабаро-Синская фациальная зона состоит из ряда седловин, структурных выступов, террас и поднятий. Наиболее перспективные участки располагаются на приподнятых блоках фундамента - Чучуканском, Уданском, Вилуйско-Моркокинском, Мархинском. Поиски органогенных построек в рифовом комплексе затруднены, но в настоящее время имеется ряд прямых и косвенных признаков, которые используются при анализе сейсмических данных для решения этой задачи.

В настоящее время на тектонических картах вдоль складчатых обрамлений Сибирской платформы показаны зоны шарьяжных перекрытий. По геологическим данным они предполагаются и в Предатомском региональном прогибе. Учитывая низкую степень изученности покровно-надвиговых дислокаций, оценка перспектив нефтегазоносности автохтонных

и аллохтонных отложений возможна только после постановки специальных комплексных геолого-геофизических исследований.

Для выявления зон выклинивания рифейско-вендских отложений, поисков органогенных построек в пределах кембрийской рифовой зоны, ловушек в областях развития покровно-надвиговых дислокаций МОГТ в традиционной модификации малоэффективен. Для решения поставленных задач наиболее информативен динамический и разновременный анализ волнового поля, реализованный в комплексе программ дифференциальной адаптивной сейсморазведки отраженными волнами.

Таким образом, совокупность рассмотренных структурно-тектонических факторов на территории восточной части Лено-Тунгусской НГП свидетельствует о возможности открытия месторождений нефти и газа в широком стратиграфическом диапазоне и ловушках различного типа. В настоящее время поисково-разведочные работы на нефть и газ по-прежнему ориентируются на поиски антиклинальных ловушек, однако, на исследуемой территории объектом поисков должны становиться литологические и стратиграфические ловушки. Потенциальные возможности выделенных зон нефтегазонакопления определяются возможным наличием залежей в ловушках, тектонически экранированных разломами, стратиграфически экранированных, литологических и комбинированных.

#### С п и с о к л и т е р а т у р ы

1. Б о р о в и н с к и й Ю. О., Б а к и н а В. В., В и т у х и н а М. И. Особенности тектонического развития зон нефтегазонакопления Непско-Ботуобинской антеклизы. - В кн.: Специфичность геологических условий и нефтегазоносности Сибири при выборе направлений поисково-разведочных работ. - М.: ВНИГНИ, 1985, с.102-109.
2. Г а й д у к В. В., Ф р а д к и н Г. С. Перспективы нефтегазоносности Вилуйской среднепалеозойской

рифтовой системы. — В кн. Нефтегазоносность верхнедокембрийских и фанерозойских отложений восточной части Сибирской платформы. — Труды ЯФ СО АН СССР, Якутск, 1986 с. 17–28.

З. Москвитин И. Е., Ситников В. С., Токин В. В. О перспективах нефтегазоносности Березовского прогиба. — В кн.: Нефтегазоносные отложения Западной Якутии. — Тр. ЯФ СО АН СССР, Якутск, 1982, с. 40–54.

УДК [551.243.12:551.72]:553.98(571.5)

В.И.Лукинов

### АВЛАКОГЕНЫ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Представления о тектонической модели Сибирской платформы исторически формировались под влиянием сведений о строении и геологической истории значительно более изученных Восточно-Европейской и Северо-Американской платформ. При переносе открытых на этих платформах закономерностей на Сибирскую платформу исследователи столкнулись с рядом трудностей, поскольку ее обрамление (в основном юго-западное, южное и юго-восточное) не вписывалось в известную схему геосинклиналей. Это обстоятельство явилось причиной длительной дискуссии о тектонической природе байкальских складчатых сооружений, окаймляющих Сибирскую платформу с запада, юга и юго-запада. Одни исследователи считают это обрамление геосинклинальным байкальским или раннекаледонским (К.Б.Мокшанцев, 1968, Л.И.Салоп, 1967, В.Е.Хаин, 1967 и др.), другие — относят его к перикратонным опусканиям (Ю.А.Косыгин, 1962, С.М.Зама-

раев, 1968 и др.). Существует точка зрения, согласно которой Енисейский кряж и Байкало-Патомская система принадлежат к геосинклиналям или перикратонам, а отдельные грабены обрамления (Урикско-Туманшетский, Онотский, Кодаро-Удоканская система грабенов) — к авлакогенам, палеоавлакогенам и рифтам (2, 4, 5 и др.). Кроме того нет общепринятой точки зрения и у сторонников одинаковой интерпретации природы обрамления ни в отношении начала и конца структурообразующих движений; ни в отношении определения функциональных характеристик структурных элементов складчатых систем, ни в отношении положения границы между складчатой областью и платформой. Эти вопросы должен решать любой исследователь, который занимается изучением строения и развития Сибирской платформы. Ниже приводится наша точка зрения на этот счет. Гораздо легче решается вопрос о тектонической природе северного и восточного сегментов обрамления Сибирской платформы, хотя и он в разное время рассматривался по-разному.

Тектоническая природа Таймырской складчатой системы трактовалась исследователями неоднозначно. Долго господствовало представление о ее негеосинклинальной, эпи платформенно-орогенной природе (Ю.Е.Погребницкий, 1971). Тем не менее, учитывая своеобразие всех восточносибирских структур, в Таймырской складчатой системе можно уверенно выделить все тектонические элементы, которые характеризуют любую геосинклинальную систему — эв- и миогеосинклинали, краевой прогиб (Быранга-Енисей-Хатангский) и тыльную архейскую метаморфическую зону.

Верхоянская складчатая система также обладает большим своеобразием благодаря значительной ширине миогеосинклинали и наличию в ее основании платформенных рифейских отложений (Хараулахская зона), сходных с подобными в Прианбарье. Ниже приводится иная трактовка Хараулахской зоны. В самой же Верхоянской структуре как и в Таймырской отчетливо проявлены типично геосинклинальные зоны: краевой прогиб (Предверхоянский), миогеосинклинальная (Верхоянская зона), эвгеосинклинальная (Иньяли-Дебинская и Полоусненская зоны) и тыльная (Колымский архейский массив).

Если северный и восточный сегменты обрамления образуют протяженные и строго организованные в соответствующие зоны геосинклинальные системы, то юго-западный, южный и юго-восточный сегменты представлены одиночными (мозаичными) фрагментами (прогибами Енисейского кряжа, Байкало-Патомской складчатой системы, Кодаро-Удоканским, Учуро-Улканским и Южно-Верхоянским, Урикско-Туманшетским и Оютским грабенами, разделенными архейскими массивами: Канским, Шарыжалгайским, Чарским, Олекминским, Тимптонским, Батомгским. Выше было сказано, что истолкование тектонической природы этих структур не является однозначным. В частности, рифейская структура внешней зоны Байкало-Патомской складчатой системы трактуется либо как целиком перикратное опускание (С.М. Замараев, 1968) или краевой прогиб (Л. И. Салоп, 1967), либо делится на миогеосинклиналь и краевой (перикратонный) прогиб (К.Б. Мокшанцев, 1968, А.Н. Золотов, 1982). Разделение это условно, так как общая структура образует с поверхности моноклинорий с однонаправленным изменением фаций и мощностей рифейских отложений. Ближе к платформе их сменяют вендско-нижнекембрийские осадки, напоминающие краевой прогиб только по формационному составу. По мощностям и значительной ширине распространения они представляют собой типичный платформенный чехол; миогеосинклиналь структурно от платформы не отделяется.

По истории развития внешняя зона является преемницей нижнепротерозойской структуры, вдоль внешнего края которой она развивается. Прибайкальская рифейская структура является продолжением Аkitканской, вместе с терригенно-вулканогенным комплексом которой образует единую сквозную структуру. Она напоминает Урикско-Туманшетский или Южно-Верхоянский прогибы как по времени образования, так и по формационному составу осадков, этапности развития и особенностям магматизма. Различия этих структур связаны с "осложняющими" обстоятельствами. Байкало-Патомская складчатая система (как и Енисейский кряж) содержит совокупность таких прогибов (Аkitкано-Ушаковский, Нечерско-Патомский, Ольхоно-Мамско-Бодайбинский). Поэтому масштаб тектонических явлений здесь значительно больший, а время замыкания - более позднее. Все три прогиба Байкало-Патомской си-

стемы самостоятельны и развивались в одно и то же время, поэтому они не могут быть противопоставлены друг другу в качестве миогеосинклинальной и эвгеосинклинальной зон некоторой третьей структуры. Указанные прогибы, как и все прогибы южного обрамления платформы разделяются различными выступами фундамента, к краям которых приурочен сопровождающий прогибы гранитоидный магматизм.

Таким образом, нет никакой разницы в природе всех прогибов и прогибов рассматриваемого обрамления, как и в тектонической позиции разделяющих их блоков архейского фундамента, в том числе Шарыжалгайского выступа и блоков Алданского шита. Выдвинутая в свое время идея принадлежности Алданского шита к одному из ядер Сибирской платформы мотивировалась теоретическими представлениями, базировавшимися на скудном фактическом материале о строении как самой платформы, так и ее обрамления (Л. де Лонэ, 1911, Н.С. Шатский, 1932). Современные материалы свидетельствуют о том, что развитие этих структур шло различными путями. Если в рифее в авлакогенах и предгорных прогибах на Сибирской платформе уже началось накопление мощных терригенно-карбонатных толщ, то в разных частях Алданского шита еще продолжалась магматическая деятельность. Произошло внедрение гранитов возрастом  $1000 \pm 100$  млн. лет, ультраосновных интрузий - 650 млн. лет, плутонов щелочных гранитов - в девоне и перми и плутонов щелочных гранитов - в мелу. Это свидетельствует о том, что разные части Алданского шита все это время принадлежали Центрально-Азиатскому подвижному поясу, а не Сибирской платформе. Структуры неоднократной активизации шита непосредственно продолжают на территорию Байкало-Патомской складчатой системы (мезозойские и кайнозойские впадины), подчеркивая их единство. Многократная активизация - общая отличительная черта всего южного обрамления Сибирской платформы и в том числе его Алданской глыбы. Податливость деформациям свидетельствует о том, что земная кора в пределах подвижного пояса не "созрела" для перехода в монолитную, как на древних платформах, а потому не возникли условия для образования антипода платформы - геосинклиналей. Следовательно, тектоническое развитие здесь остано-

лось на догеосинклинальной стадии и аналогично стадии формирования гранитно-зеленокаменных поясов архея. Поэтому обозначать вышеуказанные структуры терминами платформенно-геосинклинального режима формирования земной коры неверно. Для обозначения дискретных структур Центрально-Азиатского пояса автор предлагает термин солитогеналь<sup>х)</sup>. Солитогенали Енисейского кряжа и Байкало-Патомской складчатой системы образуют, соответственно, солитогенальные системы, которые входят в соответствующие солиголигальные области и солитогенальный Центрально-Азиатский пояс.

Таким образом, можно сделать вывод, что Сибирская платформа имеет обрамление разной тектонической природы: геосинклинальное - на севере и востоке и специфическое, солитогенальное - вдоль ее юго-восточной, южной и юго-западной границ. Специфика южных сегментов обрамления накладывает отпечаток на строение и развитие прилегающих участков Сибирской платформы, определяя ее резкое отличие от Восточно-Европейской платформы. Следовательно, с последней можно сравнивать только северные и восточные территории Сибирской платформы, имеющие функциональную связь с геосинклинальным обрамлением.

Резкое отличие северной и южной частей Сибирской платформы фиксируется также по характеристикам глубинного строения, истории развития и по нефтегазонасности ее недр.

Несмотря на неоднозначный характер результатов сейсморазведочных работ, выполненных в пределах платформы, в целом вырисовывается картина расчленения северной части Сибирской платформы глубокими грабенами, заполненными рифейскими образованиями и унаследованно развивавшимися в более позднее геологическое время. Объединение грабенов в системы протяженных авлакогенов осуществлялось многими исследователями (Ю. А. Косыгин и др., 1962; Н. Н. Дашкевич, 1971, 1987; 1, 3, 4 и др). Современные материалы ГСЗ и МОВЗ в комплексе с данными ТСЗ, магнито- и гравиметрией дают надежную основу для выделения авлакогенов, т.к. помимо сведений о глубине залегания фундамента имеются материалы и о

<sup>х)</sup> solitary - одиночный (англ.).

глубине залегания поверхности Мохоровичича /1,3/. Авлакогены четко фиксируются подъемом этой поверхности до уровня 38-40 км.

Автором для территории Сибирской платформы были построены структурные карты поверхностей фундамента и Мохоровичича, использованы карты гравимагнитных полей и прослежены трассы авлакогенов (рисунок).

Выполненные построения подтверждают представления Н.С.Шатского о связи авлакогенов с входящими углами платформы, в которые вдаются геосинклинали. Обрамление южной половины Сибирской платформы имеет негеосинклинальную природу, следовательно, от него не должны отходить авлакогены, что и подтверждается новыми данными. Все авлакогены трассируются к Таймыро-Лаптевской и Верхоянской геосинклинальным системам.

Вдоль западного края Сибирской платформы (в ее оцепринятых границах) выделяется самый протяженный Норильско-Ковинский авлакоген, отдельные сегменты которого - Турухано-Норильский, Бахтинский, Муторайский, Ванаварский, Ковинский несколько различны. По-видимому, авлакоген не имеет непрерывной грабенообразной формы, а состоит из цепочки разрозненных грабенов, как, например, Среднерусский авлакоген на Восточно-Европейской платформе. Ответвлением от Норильско-Ковинского авлакогена является цепочка грабенов Теряско-Куюмбинской зоны. На предложенной схеме отсутствует Иркинцевский авлакоген, который трассировался предшествующими исследователями в направлении Чадобецкого поднятия. Основания для такого решения следующие. На профиле ГСЗ Кызыл-Куюмба-Кислюман Иркинцевская структура характеризуется не подъемом, а погружением поверхности Мохоровичича, как и под всем Енисейским кряжем, следовательно-это своеобразный выступ последнего. В то же время Чадобецкое поднятие ориентировано в противоположном по отношению к Иркинцевской структуре, северном направлении и более естественно входит в систему Норильско-Ковинского авлакогена. Характерной чертой Норильско-Ковинского авлакогена является наличие больших масс магматического материала основного состава в узлах резкого излома простирааний его краевых разломов (районы Чадобецкого поднятия и Игарского сегмента).



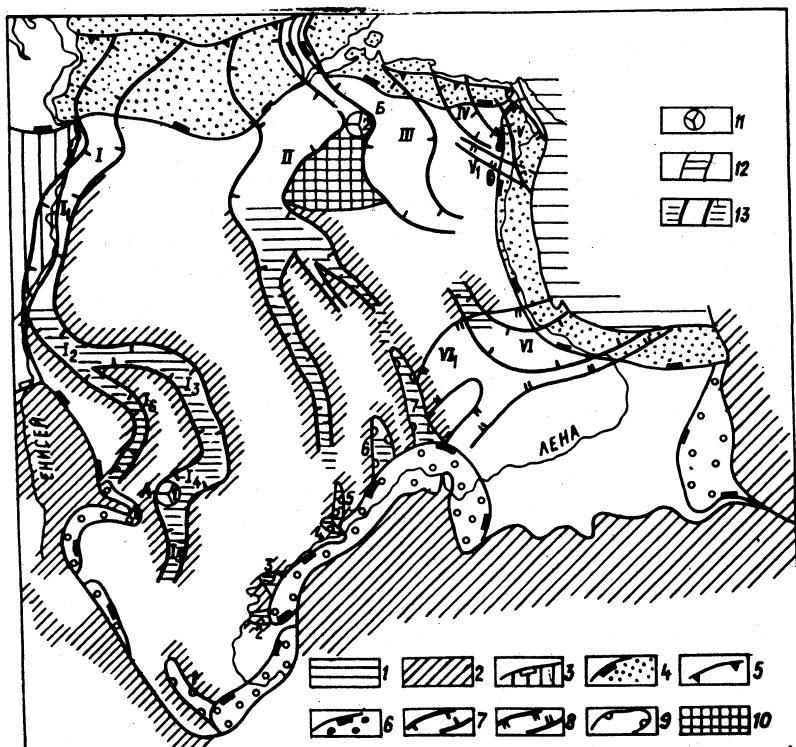


Рис. 1. Схема размещения авлакогенов на территории Сибирской платформы:

1-2 - складчатое обрамление: 1 - геосинклинальной природы; 2 - солитогеональной природы; 3 - граница Западно-Сибирской плиты; 4 - краевые прогибы геосинклинальных систем; 5 - контур внутренних элементов Предтаймырско-краевого прогиба; 6 - предгорные прогибы солитогеональных складчатых образований; 7 - авлакогены; 8 - "смещенные" авлакогены; 9 - мульдообразные прогибы; 10 - обнажение фундамента платформы на поверхности; 11 - взрывные структуры; 12 - зоны развития инверсионных

ловушек в авлакогенах и мульдообразных прогибах; 13 - зоны развития рифоподобных образований в пределах приподнятых бортов авлакогенов и прогибов. 1-У1 - авлакогены: I - Норильско-Ковинский; II - Котуйкано-Мойеровский; III - Уджинский; IV - Буолкалахский; V - Хараулахский; VI - Тюнгский; У1-У11 - "смещенные" авлакогены: У1 - Кютюнджинский; У11 - Вилуйский; I1-I6 - сегменты Норильско-Ковинского авлакогена: I1 - Турухано-Норильский; I2 - Бахтинский; I3 - Муторайский; I4 - Ванаварокий; I5 - Ковинский; I6 - Теряньско-Куюмбинский.

1-7 - мульдообразные прогибы: 1 - Тыретский; 2 - Купский; 3 - Марковский; 4 - Даниловский; 5 - Талаканский; 6 - Среднеботубинский; 7 - Верхневилочанский. Взрывные структуры: А - Чадобецкая; Б - Попигайская

Вторым авлакогеном, отходящим от Таймырской геосинклинали, является Котуйкано-Мойеровский. Трактовка его структуры, предложенная автором, отличается тем, что авлакоген продолжается на севере в пределы Таймырской геосинклинали, а на юге - не в пределы Тунгусской синеклизы, а по ее восточному ограничению. Предполагается, что его окончание образуют две ветви, формирующие современную структуру Вилуйско-Моркокинского выступа по фундаменту.

Далее к востоку выделяются еще два авлакогена - Уджинский и Буолкалахский, которые в общих чертах совпадают с грабенами, выделяемыми Н.М.Чернышевым [7] и др./.. Наличие этих авлакогенов, ориентированных перпендикулярно к структурам побережья моря Лаптевых, является, на наш взгляд, доказательством: геосинклинальной природы структуры, занятой дном моря Лаптевых; принадлежности Лаптевской геосинклинали к Таймыро-Лаптевской геосинклинальной области, а не к Верхоянской, так как ориентировка всех авлакогенов этой области одинакова и направлена на север.

Об этом же свидетельствует направление Хараулахско-го авлакогена, который здесь выделяется впервые и отходит

от Верхоянской геосинклинальной системы в северо-западном направлении. Буолкалахский и Хараулахский авлакогены разделяет перемычка, продолжение которой можно усмотреть в приподнятом блоке фундамента, занимаемом устьем р. Лена. Этой перемычкой разделяются так же Таймыро-Лаптевская и Верхоянская геосинклинальные системы. Трактовка Хараулахского выступа рифея в качестве авлакогена позволяет рассматривать Верхоянскую область как обычную геосинклинальную, так как карбонатные осадки этой структуры распространены не под всей Верхоянской системой, а приурочены к желобу авлакогена. Своеобразную структуру образует находящийся здесь же верхнепалеозойский Кютюнгдинский грабен, трассирующийся от того же входящего угла, что и Хараулахский авлакоген. Автором он трактуется как "смещенный" в палеозое к югу Хараулахский авлакоген. Подобные структуры описаны автором для Восточно-Европейской платформы /6/ и являются продуктом дальнейшей эволюции первичных рифейских авлакогенов в связи с изменением активности отдельных сегментов геосинклиналей.

По-видимому, такой же "смещенной" является структура Вилуйской синеклизы. Архейский блок Сунтарского выступа фундамента, вероятно, ограничивает с запада структуру первичного рифейского авлакогена, который трассируется нами по гравимагнитным данным в направлении р. Тунг (рисунок).

Окологеосинклинальные сегменты авлакогенов уходят под осадки более молодых краевых прогибов, где по геофизическим данным ожидается их большая мощность и глубина залегания дна.

В южной половине Сибирской платформы авлакогены отсутствуют. Обрамление здесь представлено солитогенальными (Сетте-Дабанской, Урикско-Туманшетской и др.) и солитогенальными Байкало-Патомской и Енисейской системами, разделенными выступами архейского фундамента, и предгорными прогибами. Перпендикулярно к простиранию Байкало-Патомской солитогенальной системы развиты небольшие и непротяженные грабены и пликативные прогибы с небольшой мощностью отложений рифея и венда, которые можно было бы идентифицировать с авлакогенами (Тыретский, Купский,

Марковский, Даниловский, Талаканский, Среднеботуббинский, Верхневилочанский), если бы материнские структуры были геосинклиналями. Различие состоит и в том, что авлакогены северной половины платформы резко расчленяют фундамент ее территории, в то время как на юге основным структурообразующим фактором является Предбайкальский и Предпатомский предгорные прогибы, формирующие тело Непско-Ботубобинской антеклизы. Грабены и прогибы только осложняют антеклизу, формируя структуры П порядка.

Имеющиеся данные о нефтегазоносности Сибирской платформы свидетельствуют о существенном отличии северной и южной частей платформы. Основными продуктивными комплексами являются - на юге карбонатно-терригенный вендско-нижнекембрийский, а на севере - терригенно-карбонатный рифейский и карбонатный вендский. Практически формирование всех месторождений так или иначе связано с условиями, возникшими в результате развития авлакогенов и похожих на них южных грабенов и прогибов.

Авлакогены как зоны интенсивных погружений на фоне сводовых поднятий платформы являются областями развития качественных терригенных коллекторов. При морском шельфовом характере осадконакопления приподнятые борта авлакогенов являются местом развития рифов и рифоподобных сооружений. Контрастные движения вдоль бортовых разломов создают условия для возникновения трещиноватых и кавернозных коллекторов. Большая мощность осадочного чехла создает условия для широкомасштабной генерации и перераспределения УВ в вышележащие структурные этажи. Авлакогенам и подобным им структурам свойственна ранняя инверсия зон погружения, следующая сразу же за накоплением терригенной части отложений. К моменту миграции УВ в авлакогенах уже имеются разнообразные ловушки, прежде всего, инверсионные. Смена интенсивного погружения в авлакогенную стадию на спокойное и более широкое в пространстве в синеклизную создает условия для надежного захоронения и сохранения залежей УВ.

На Сибирской платформе уже выявлены месторождения, приуроченные к инверсионным ловушкам в мульдообразных прогибах (Талаканское, Средне-Ботубобинское, Тас-Юряжское

и др.). Примером месторождений, приуроченных к бортовым уступам, являются Верхнечонское, Юрубченское, Куюмбинское, Моктаконское, Танагинское.

Трассирование авлакогенов, показанное на рисунке, выполнено в региональном плане. Их очертания будут уточняться при проведении более детальных сейсморазведочных работ. Однако уже сейчас можно отобразить в плане зоны, где требуется постановка первоочередных геофизических работ, параметрического и поискового бурения – территории авлакогенов и сопровождающих их приподнятых бортов.

#### С п и с о к л и т е р а т у р ы

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы/ под ред. В.С.Суркова, А.Э.Конторовича и др. – М.: Недра, 1981. –542 с.

2. Грачев А. Ф., Федоровский В. С. Зеленокаменные пояса докембрия: рифтовые зоны или островные дуги? – Геотектоника, 1980, №5, с. 3–24.

3. Егоркин А. В., Чернышев Н. М. Верхняя мантия Сибири. – (МГК, XXIУ, сес. Геофизика). М.: Наука, 1984, с. 27–42.

4. Золотов А. Н. Тектоника и нефтегазоносность древних толщ. – М.: Недра, 1982. –240 с.

5. Лейтес А. М., Муратов М. В., Федоровский В. С. Палеоавлакогены и их место в развитии древних платформ. – Докл. АН СССР, 1970, т.191 №6, с. 1355–1358.

6. Лукинов В. И. Поперечные прогибы – основа строения нефтегазоносных провинций древних платформ. – В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983, с. 167–177.

УДК [551.243+551.732] :553.98.041(571.56)

В.А.Зорькина

### СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДРЕВНИХ ТОЛЩ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ТУНГУССКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

Обоснование перспектив нефтегазоносности региона, выделение зон нефтегазонакопления, а также выбор эффективных направлений дальнейших поисково-разведочных работ возможны в процессе комплексных исследований, суммирующих различные геологические критерии. Проанализированы материалы по южной, юго-восточной частям Тунгусской синеклизы, охватывающим Катангскую седловину (Катангская НГО) и граничащие с ней Чуньский свод, Илимпейский выступ (Верхнеилимпейское поднятие), входящие в Северо-Тунгусскую НГО и представляющие интерес для поиска залежей нефти и газа в древней осадочной толще.

Для Катангской седловины объектом исследования явились подсолевые венд-нижнекембрийские отложения, включающие два комплекса: терригенный (тайгинская и ванаварская свиты венда, ПГО "Енисейнефтегазгеология", 1985), представленный преимущественно пестроцветными песчано-алевритовыми и глинистыми породами, и карбонатный, сложенный доломитами, известняками, мергелями и производными от них разностями пород оскобинской, катангской, собинской свит нижнего кембрия /1/. В настоящей статье эти данные в совокупности с вновь составленными геологическими документами были использованы при построении карт критериев оценки перспектив нефтегазоносности терригенного (рис. 1) и карбонатного (рис. 2) венд-нижнекембрийских подсолевых комплексов.

В пределах Катангской и Северо-Тунгусской (НГО), отличающихся разной степенью изученности, нет скважин, вскрывших фундамент. О вещественном составе последнего можно судить лишь по аналогии с Байкитской (Байкитская,

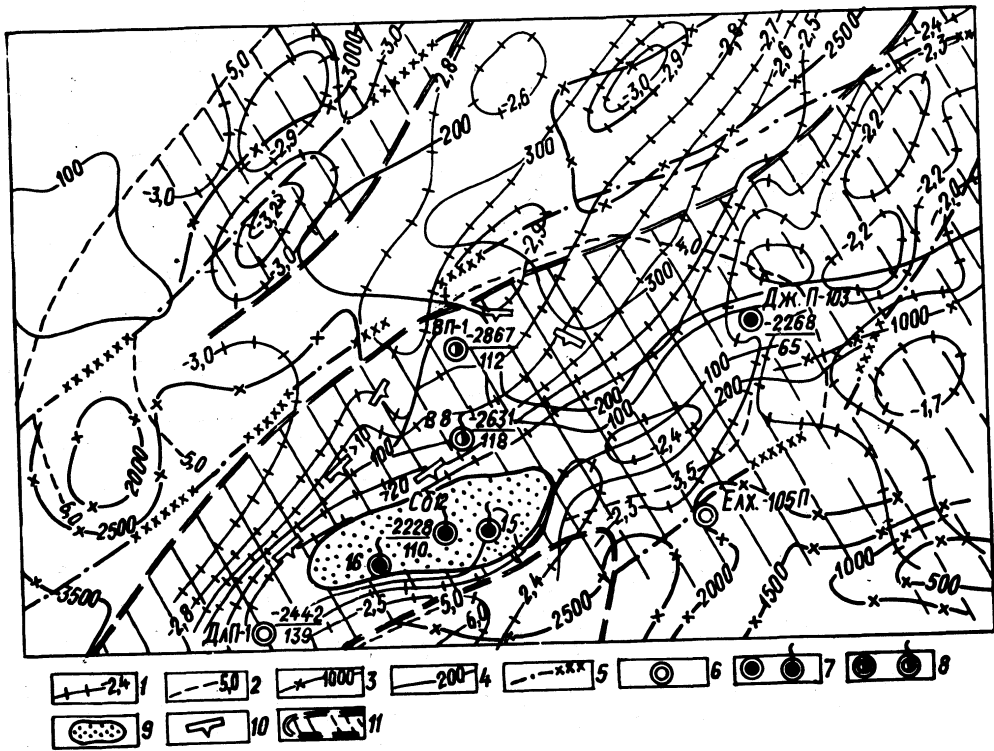


Рис. 1. Карта критериев оценки перспектив нефтегазоносности подселевого венд-нижнекембрийского терригенного комплекса Катангской седловины: 1 - изогипсы кровли ванаварской свиты нижнего кембрия (отражающий горизонт  $M_2$ ); 2 - изогипсы поверхности фундамента; 3 - линии равной мощности рифейских отложений; 4 - линии равной мощности терригенных венд-нижнекембрийских отложений; 5 - региональные тектонические нарушения (по гравиметрическим и сейсмическим данным); 6 - скважины, вскрывшие отложения ванаварской свиты. В числителе - абс. отметка кровли ванаварской свиты и тайгинской свиты венда; 7 - скважины, давшие промышленные притоки нефти и газа; 8 - скважины, давшие нефте- и газопроявления; 9 - контур газонефтяной залежи по внешнему ВНК; 10 - граница развития коллекторов суммарной мощностью более 10, 20 м; 11 - зоны нефтегазонакопления, возможного нефтегазонакопления

Куюмбинская, Юрубченская пл.) и Непско-Ботуобинской (Татарская пл.) аэтеклизмами, где глубокими скважинами пройдены сильно дислоцированные и метаморфизованные гранто-гнейсовые докембрийские образования, пробуренные магматическими диатрами. Из имеющихся схем поверхности кристаллического фундамента при составлении карт критериев оценки перспектив нефтегазоносности Катангской седловины (см. рис. 1, 2) за основу была взята схема, представленная Н.Н. Далкевичем в 1985 г. (ПГО "Енисейгеофизика"). Согласно этим данным, в Катангской седловине выделяется Ванарское поднятие, соответствующее значительной части Собинского мегавала в осадочном чехле. Поверхность фундамента фиксируется здесь на глубине 3,5-4,0 км, увеличиваясь к склонам до 6,0-7,0 км. Поднятию ограничено региональными разломами превашигуро-шере северо-восточного простирания. В пределах рассматриваемых ПГО для более достоверного выделения зон нефтегазонакопления были составлены карты мощности рифейских отложений, представляющих значительную толщу карбонатных и, в меньшей мере, терригенных образований. Интерес к

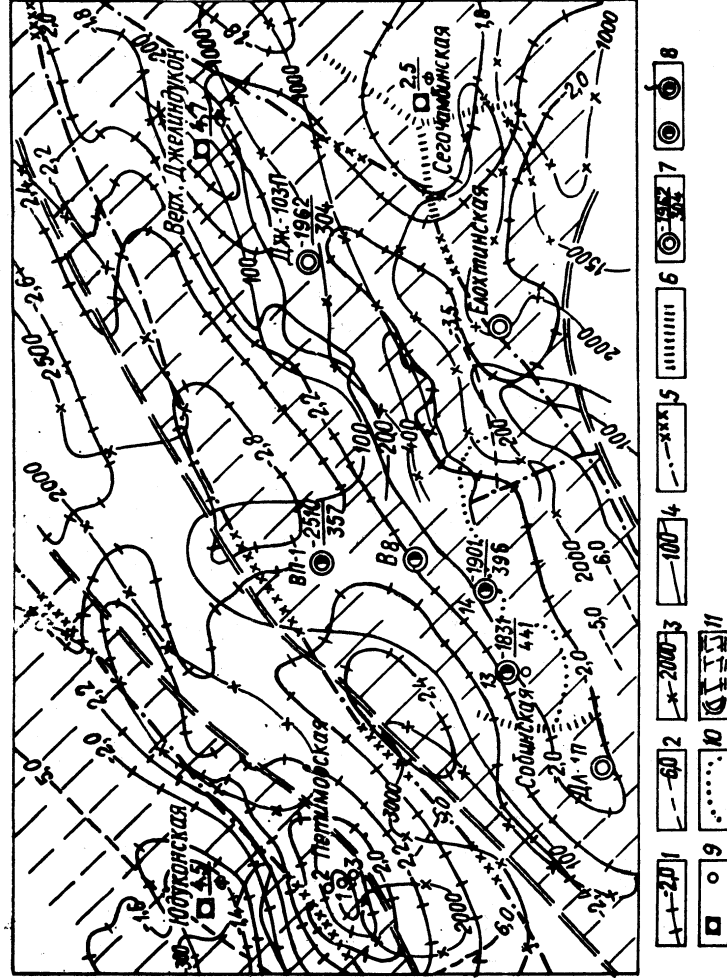


Рис. 2. Карта критериев оценки перспектив нефтегазоносности

подолевого нижнекембрийского карбонатного комплекса Катангской седловины:

- 1 - изогипсы кровли собинской свиты нижнего кембрия (отражающий горизонт Б);
- 2 - изогипсы поверхности фундамента;
- 3 - линии равной мощности рифейских отложений;
- 4 - линии равной мощности карбонатных нижнекембрийских отложений;
- 5 - региональные тектонические нарушения (по гравиметрическим и сейсмическим данным);
- 6 - локальные тектонические нарушения;
- 7 - скважины, вскрывшие отложения собинской свиты. В числителе абсолютная отметка кровли Собинской свиты, в знаменателе - мощность подсолевых нижнекембрийских карбонатных отложений;
- 8 - скважины, давшие нефте- и газопрооявления;
- 9 - параметрические и поисковые скважины, рекомендуемые под глубокое бурение;
- 10 - граница литолого-фациальных зон;
- 11 - зона возможного нефтегазонакопления

рифейским отложениям обусловлен тем, что установлена их нефтегазоносность на Куюмбинской, Юрубченской площадях сопредельной Байкитской антеклизы. Кроме того, известны притоки воды с пленкой нефти, полученные в скв. 1, 2 Ванаварской, 7, 14 - Собинской площадей, непосредственно в Катангской седловине, а также повсеместно отмечены положительные геохимические параметры рифейской толщи как нефтегазоматеринской.

Мощность рифейских отложений колеблется в широком диапазоне: от 0,5 до 1,0 км на сводах поднятий Собинского мегавала, 2,5-3,0 км на северо-восточной окраине района и до 4,5-4,8 км в его южной части.

Наряду с информативной структурной картой по отражающему горизонту Б, выделяемому в кровле собинской свиты, рассмотрена структурная карта по отражающему горизонту  $M_2$  (кровля ванаварской свиты), составленная с использованием материалов В.И.Соколовой (1986). Представленные схемы подтверждают унаследованность в развитии крупных структур данной территории /1/. Дополнительно к этому проанализировано изменение мощности терригенного и карбонатного комплексов. Для терригенных отложений намечается тенденция сокращения мощ-

ности от 300 до 100 м в направлении от осевой части мегавала к периферии. Для карбонатных же отмечена увеличенная мощность разреза (до 400 м и более) в его сводовой части. Терригенные отложения, представленные пестроцветными образованиями, формировались очевидно в условиях периодически осушавшегося мелководного бассейна. Промышленная продуктивность терригенного комплекса подтверждена на Собинском газоконденсатном месторождении. Коллекторские свойства пород этого комплекса обладают высокими фильтрационно-емкостными показателями. Имеющиеся результаты анализов образцов из скв. 1, 4, 12, 16, 18, 19, 21 Ванаварско-Собинской площади свидетельствуют, что крайние пределы параметров пористости и проницаемости пластов-коллекторов следующие: для песчаников тайгинской свиты пористость составляет 6,38–19,02%, проницаемость  $0,06-116,87 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , для ванаварской – соответственно 2,57–20,19% и  $0,010-155,3 \cdot 10^{-15}$  редко до  $1000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . В разрезе параметрической скв. 1 Ванаварской площади выделяются пять продуктивных пластов. Все они классифицируются как коллекторы П, Ш, 1У классов. При опробовании интервалов тайгинской свиты (скв. 4, 7, 12, Собинская пл.) из продуктивных объектов получен газ с конденсатом. С коллекторами ванаварской свиты также связаны многочисленные промышленные притоки газа (скв. 9, Собинская площадь).

Карбонатный подсоловой нижнекембрийский комплекс – менее продуктивен. Обнаруженные притоки газа в скв. 13 на Собинской площади, а также притоки пластовой воды с растворенным газом и пленками нефти связаны с пластом-коллектором в низах оскобинской свиты или пластом на контакте с ванаварской свитой. В разрезах собинской свиты проявляется повышенная засоленность пород, особенно к югу от линии, проходящей через скв. 34, 18, 9, 5, 4, 6 (Собинская пл.), где прослой соли в средней части свиты превышает 6–10 м. Изменение мощности карбонатного комплекса, его литолого-фациальные особенности, в частности, засоление, свидетельствуют о возможности формирования разреза в краевой части морского бассейна. Резкое погружение различных горизонтов на южном склоне мегавала в сочета-

нии со значительным сокращением мощности карбонатных отложений в этом же направлении позволяют предположить наличие здесь флексуобразного уступа с развитыми вдоль него телами органогенного характера.

Обобщение имеющихся геолого-геофизических сведений по Катангской седловине дают возможность на картах критериев оценки перспектив нефтегазонасности венд-нижнекембрийских отложений (см. рис. 1, 2, 4) выделить зоны нефтегазонакопления как достоверные, так и предполагаемые (возможные). Зона нефтегазонакопления для терригенного комплекса (см. рис. 1) охватывает Собинский мегавал и его склоны, включая Желиндуконскую площадь. Территория к северо-востоку (Верхнеджелиндуконская пл.), юго-востоку (Елохтинская пл., Сегочамбинский участок), югу (Угойнская пл.) выделены как зоны возможного нефтегазонакопления. На основании ряда геологических предпосылок – наличия структур, литологического сходства разрезов-зона возможного нефтегазонакопления намечается на северной, северо-западной окраинах района, граничащего с Чуньским сводом, Илимпейским выступом. Основной тип ожидаемых ловушек – структурно-литологический.

Зона возможного нефтегазонакопления для карбонатного подсолового нижнекембрийского комплекса практически идентична вышеописанной. Первостепенная роль отводится поискам ловушек структурного типа, особенно в центральной части Собинского мегавала и его периклинальных окончаниях. Для конкретизации поисково-разведочных работ в пределах установленной зоны нефтегазонакопления, наряду с ранее предложенными /1/, выделены дополнительные объекты на Верхнепайгинской, Восточно-Елохтинской, Северо-Катской структурах с целью выяснения ряда геологических вопросов и подтверждения продолжения установленной зоны нефтегазонакопления в восточном и южном направлениях.

Изучение геологического строения юго-восточной части Тунгусской синеклизы (Северо-Тунгусская НГО), палеотектонические реконструкции структурных планов отдельных поверхностей докембрийско-нижнекембрийского разреза, анализ мощности отдельных стратиграфических подразделений (рис. 3) свидетельствуют о накоплении здесь мощных разнофациальных

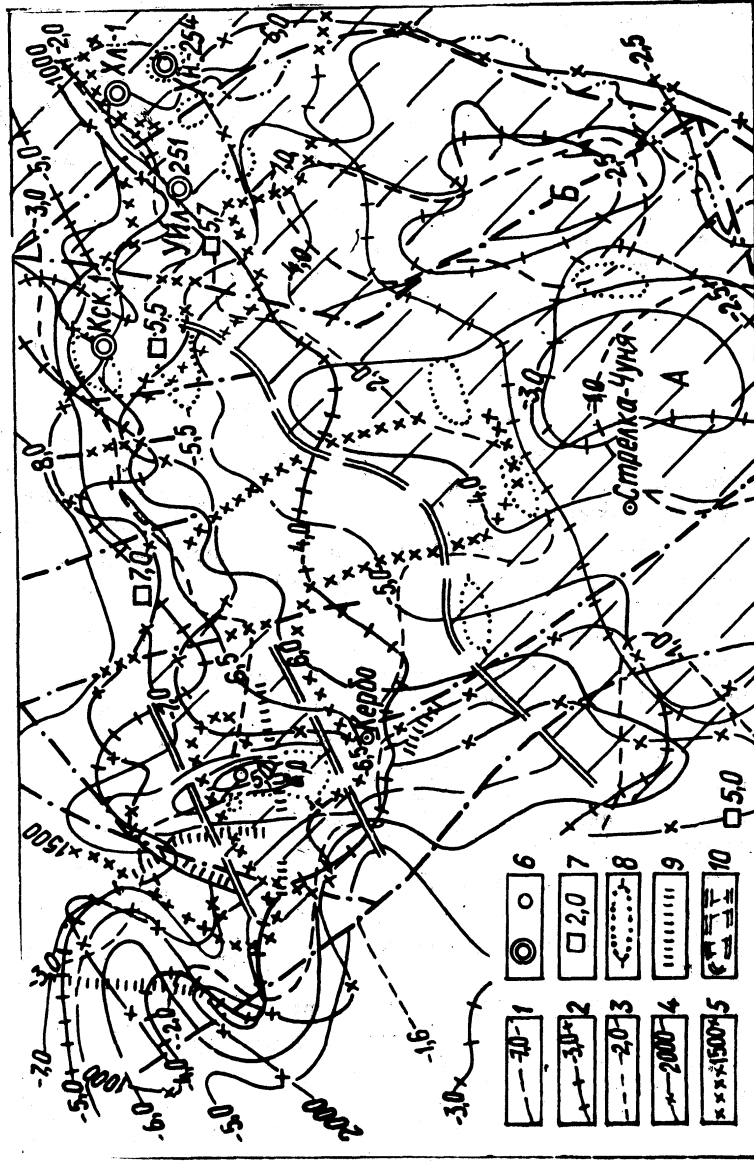


Рис. 3. Карта критериев оценки перспектив нефтегазоносности венд-нижнекембрийских отложений юго-восточной части Тунгусской синеклизы: 1 - изогипсы поверхности фундамента; 2 - изогипсы кровли мотской (платоновской) свиты (отражающий горизонт Б); 3 - изогипсы по отражающему горизонту Н (ангарская свита); 4 - линии равной мощности рифейских и вендских отложений; 5 - линии равной мощности усольской, бельской, булайской, ангарской свит; 6 - параметрические, проектные скважины; 7 - отметки кровли отложений по сейсмическим данным; 8 - локальные поднятия, выявленные геофизическими работами; 9 - локальные тектонические нарушения; 10 - зоны возможного нефтегазонакопления. Крупные тектонические элементы: А - Чуньский свод, Б - Илимпейский выступ.

толщ, сложенных терригенно-карбонатными, карбонатно-галогенными литологическими комплексами с прослоями магматогенных образований. Объектом изучения явились ниже-среднекембрийские отложения, включающие мотскую (платоновскую), усольскую, бельскую, булайскую, ангарскую свиты. Из немногочисленных пробуренных в исследуемом районе скважин лишь некоторыми (скв. Холокитская-1, скв. Усть-Илимпейская 251) вскрыты глубокие горизонты бельской свиты. Поэтому все приведенные построения (см. рис. 3), исключая структурную схему по отражающему горизонту Н (ангарская свита), основываются лишь на геофизических данных. На схеме поверхности фундамента отчетливо выделяются крупные положительные элементы: Чуньский свод, Илимпейский выступ, восточный склон Чункинского поднятия (Байкитская антеклиза), ограниченные глубинными разломами северо-западного направления. Сводовые части перечисленных структур оконтуриваются изогипсами - 4,0 км и даже - 3,0 км. На схематических структурных картах по отражающим горизонтам Б мотская (платоновская) свита и Н (ангарская свита) Чуньский свод и Верхнеилимпейское поднятие (Илимпейский выступ) также четко прослеживаются, несколько меняя размеры и конфигурацию в отдельных этапах развития. По от-

ражающему горизонту Н выделено несколько локальных структур (куполов), отдельные из которых преобладают в развитии, подтверждены геологической съемкой и структурно-поисковыми работами в верхней части осадочного чехла. В разрезе исследуемой территории выделяются возможные горизонты-коллекторы, составляющие мотский (платоновский), осинский, бельский, булайский резервуары. Резервуар мотского возраста распространен повсеместно, сложен преимущественно карбонатными породами. Коллекторы, представленные доломитами, характеризуются пористостью 2-5%, проницаемостью до  $8,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Глубина их залегания - 3,5-4,0 км. Флюидоупоры - соли, сульфатно-карбонатные породы. Известняк осинского возраста является коллектором Ш-1У класса с проницаемостью до  $3-5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , реже  $0,7-1,0 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ . Глубина залегания возможно продуктивных горизонтов - 2,0-3,0 км. При опробовании интервалов нижнекембрийского разреза получены повышенные газопоказания метановых и неуглеводородных газов, а также многочисленные притоки пластовой воды с растворенным газом как на Кислоканской, Тутончанской площадях Северо-Тунгусской НГО, так и на площадях Анакитской, Нижне-Тунгусской и соседних нефтегазоносных областей.

Анализ геологических материалов по Северо-Тунгусской НГО свидетельствует о крайне недостаточной степени ее изученности, что не позволяет уверенно установить конкретные зоны нефтегазоаккумуляции. Однако перспективность этой территории в нефтегазоносном отношении вероятна. В пользу этого говорят многочисленные факты: развитие мощной толщи осадочного чехла, представленной терригенными и карбонатными образованиями; наличие в разрезе пластов-коллекторов с удовлетворительными фильтрационно-емкостными показателями, перекрытых регионально протяженными флюидоупорами из солей и сульфатно-карбонатно-глинистых разностей; благоприятный геохимический и гидрогеологический режимы, способствующие генерации и сохранению углеводородных флюидов в условиях высокой закрытости недр; наличие положительных структур и, наконец, непосредственная близость к перспективной территории с установленной промышленной нефтегазоносностью. Эти признаки в соче-

тании с результатами построений и имеющимися фактическими данными по Северо-Тунгусской НГО позволяют наметить распространение Чуньско-Илимпейской зоны возможного нефтегазоаккумуляции. В пределах этой зоны С.В.Бормотовой и другими исследователями (ПГО "Енисейгеофизика", 1985) выделяются локальные "геофизические" поднятия, а именно, Чуньское, Северо-Чунькинское, Вотэжитское, Южно-Таймуринское, Верхне-Илимпейское, Довогнинское, Ириткинское, Моровское. Дополнительно к этому, О.М.Теркиной (1985) на северной периклинали Илимпейского выступа установлены Аянское, Холоктское и Буручельское локальные поднятия. Многие из поднятий подтверждаются результатами геологической съемки по молодым отложениям. Некоторые из перечисленных локальных структур нашли отражение в наших структурно-тектонических построениях. Особый интерес приобретают поднятия, характеризующиеся унаследованным характером развития в раннекембрийскую и докембрийскую эпохи. К их числу можно отнести Ириткинскую, Довогнинскую, Моровскую, Буручельскую структуры. Внимания также заслуживают структуры, расположенные непосредственно на Чуньском своде и его северном склоне - Северо-Чуньская, Южно-Чуньская и Южно-Таймуринская (Вотэжитская), на которых рекомендуется бурение параметрических скважин со вскрытием фундамента (рис. 4). Особое внимание следует уделять Чамбенскому поднятию, проявившемуся как по поверхности фундамента, так и по отражающим горизонтам К, У нижнего палеозоя. Эта структура была зафиксирована в 1975 г. как антиклинальный перегиб, а позднее прослежена по отражающему горизонту Н (ангарская свита), как брахиантиклинальная складка. На сейсмическом профиле Тура-Кербо (Б.И.Музыченко и др., 1979; А.С.Ефимов и др., 1982) на Чамбенском поднятии в районе местонахождения колонковской скв. 22 была предложена проектная глубокая скважина до 4,7 км со вскрытием рифейских отложений. Бурение этой скважины с дальнейшим уточнением ее местоположения, на наш взгляд, целесообразно, ввиду благоприятного расположения Чамбенской структуры, унаследованно развивавшейся в венд-кембрийский период и примыкающей северо-западным склоном к древнему протяженному глубинному разлому.



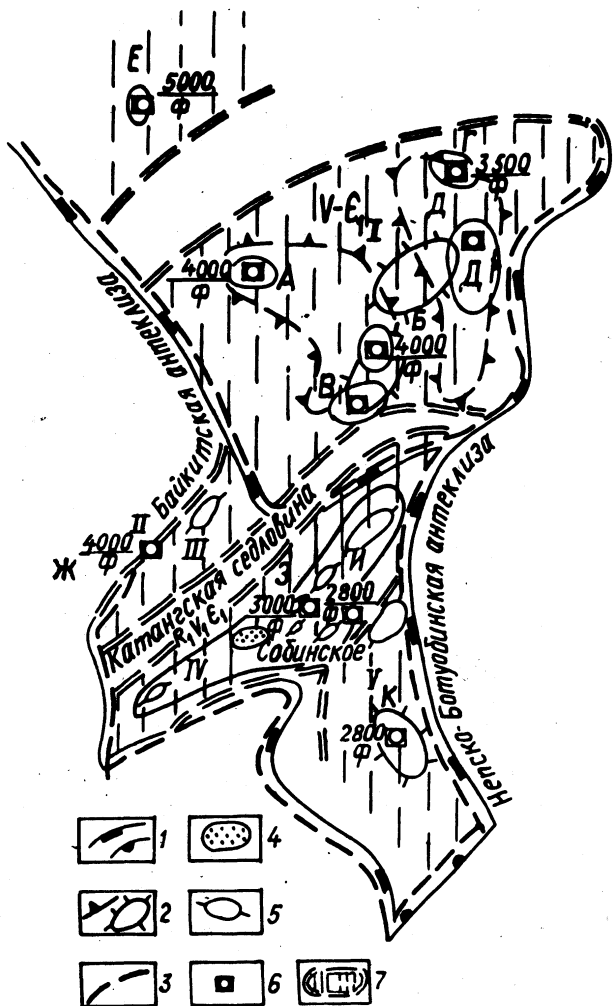


Рис. 4. Схема размещения зон возможного нефтегазонакопления в южной части Тунгусской синеклизы: 1 - контуры тектонических элементов; 2 - тектонические элементы по фундаменту; 3 - границы НГО; 4 - газоконденсатное месторождение; 5 - локальные поднятия, выяв-

ленные геофизическими работами: А - Южно-Таймуринское (Вотэкиское), Б - Северо-Чуньское, В - Южно-Чуньское, Г - Довогнинское, Д - Сюдджерское, Е - Чамбенское, Ж - Юдуконское, З - Верхнепайгинское, И - Восточно-Елюхтинское, К - Северо-Катское; 6 - параметрические скважины, рекомендуемые к бурению; 7 - зоны нефтегазонакопления, возможного нефтегазонакопления.  
 Зоны нефтегазонакопления: I - Чуньско-Илимпейская, II - Юдукская, III - Петимовско-Лакурская, IV - Собинско-Джелиндуконская, V - Сегочамбинско-Угоянская

Л и т е р а т у р а

1. Зорькина В. А., Зиновьев А. А. Особенности палеотектонического развития Собинско-Ванаварской нефтегазонасыщенной зоны в раннекембрийское время. - В кн.: Специфичность геологических условий и нефтегазонасыщенности Сибири при выборе направлений поисково-разведочных работ. - М.: ВНИГНИ, 1985, с.109-122.

С.В.Белихова

### НЕКОТОРЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ПОДСОЛЕВЫХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

На территории юго-востока Сибирской платформы в подсолевых отложениях венд-нижнекембрийского возраста установлено два нефтегазоносных комплекса: терригенный, залегающий в основании осадочного чехла, и вышележащий карбонатный комплекс. В подсолевых карбонатных отложениях выделяются три нефтегазоносных горизонта: преображенский (в основании даниловской свиты), усть-кутский (в верхней части даниловской свиты) и осинский (в нижнеусольской подсвите). Открыты залежи нефти на Макаровском (в осинском горизонте), Даниловском (в усть-кутском горизонте) и Верхнечонском (в преображенском, усть-кутском и осинском горизонтах) месторождениях, а также залежь газа на Преображенской площади (в преображенском горизонте). Кроме того, на данной территории получены промышленные притоки нефти и газа из карбонатных подсолевых горизонтов в единичных скважинах на Большегирской, Верхнегирской, Кийской, Илимской, Пилюдинской, Атовской, Иркутской и Радуйской площадях (рис. 1).

До настоящего времени считалось, что размещение залежей нефти и газа в подсолевых карбонатных отложениях венд-нижнекембрийского возраста на юго-востоке Сибирской платформы обусловлено, главным образом, литологическим фактором – наличием коллекторов, представленных, в основном, органогенными и органогенно-обломочными разностями карбонатных пород. По мнению Л.С.Черновой (1986), О.В.Постниковой (1986) и других исследователей, важнейшим поисковым условием распространения залежей нефти и газа в подсолевом карбонатном комплексе является наличие органогенных построек. Проведенные нами исследования позволяют

80

предполагать, что особенности размещения залежей обусловлены сочетанием нескольких критериев, а именно – литолого-фаціальным составом комплекса, его структурными условиями и развитием траппового магматизма.

Карбонатные отложения преображенского и усть-кутского горизонтов имеют сходный литологический состав и представлены, в основном, доломитовыми породами различного генезиса – органогенными, органогенно-обломочными и хемогенными (Н.И.Комарова и др., 1980). В сводовой части Непско-Ботуобинской антеклизы и на отдельных приподнятых участках Ангаро-Ленской ступени преобладают органогенные доломиты. На погруженных склонах антеклизы и на большей части Ангаро-Ленской ступени распространены хемогенные доломиты (рис. 2). Такое распределение фаций на данной территории не случайно и обусловлено конседиментационным развитием надпорядковых структур – Непско-Ботуобинской антеклизы и Ангаро-Ленской ступени – с начала вендского времени (С.Л.Арутюнов и др., 1982). Мощность преображенского горизонта невелика: от 6 до 21 м.

Усть-кутский горизонт отделен от преображенского толщей плотных карбонатных пород мощностью 125–140 м и разделен на два пласта, различных по литологическому составу (Л.С.Чернова и др., 1986). Нижний пласт усть-кутского горизонта (30–45 м) сложен, главным образом, карбонатными породами биогенного происхождения – продуктами жизнедеятельности колониальных ренальцисовых водорослей, из которых образовывались биостромные тела. Верхний пласт усть-кутского горизонта (16–34 м), сложен органогенно-обломочными породами, состоящими из микрофитолитов и обломочной компоненты. Общая мощность усть-кутского горизонта составляет 55–85 м.

Осинский горизонт отделен от усть-кутского соленосной толщей, мощность которой уменьшается в направлении с юго-запада на северо-восток: от 110 м на Ангаро-Ленской ступени до 85 м в переклиальной части Непско-Ботуобинской антеклизы и до 24–30 м на Верхнечонской и Преображенской площадях. Далее на Среднеботуобинской площади подосинская соленосная толща выклинивается и замещается карбонатными отложениями тас-юряхского горизонта. Отложения

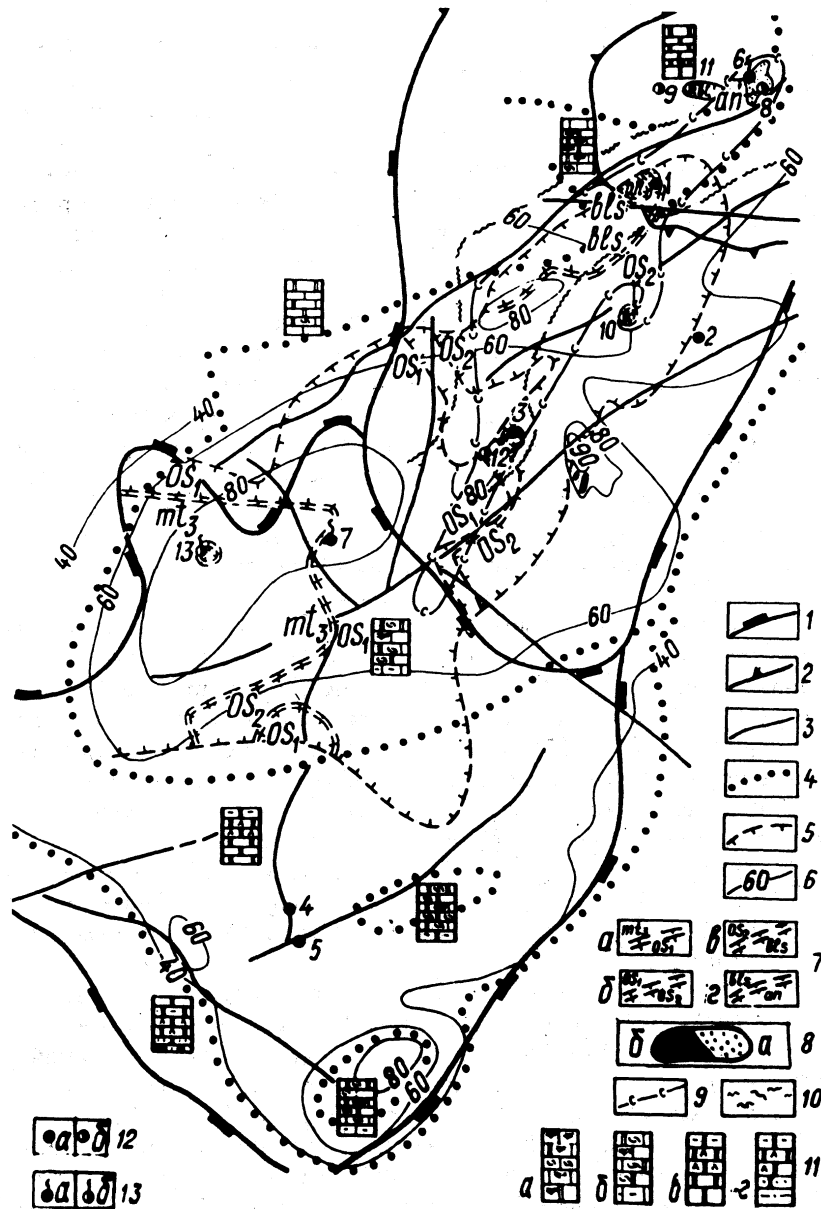


Рис. 1. Карта критериев нефтегазоносности осинского горизонта усольской свиты юго-востока Сибирской платформы: 1 - границы Непско-Ботуобинской антеклизы и Ангаро-Ленской ступени; 2 - граница Непского свода; 3 - разрывные нарушения, связанные с разломно-блоковой тектоникой фундамента; 4 - границы литолого-фациальных зон; 5 - границы распространения трапвого магматизма; 6 - изопахты отложений осинского горизонта; 7 - зоны перехода трапвов: а - из отложений верхней части даниловской свиты в подосинские, б - из подосинских отложений в надосинские, в - из надосинских - в отложения бельской свиты, г - из бельской свиты - в ангарскую; 8 - залежи: а - нефтяная, б - газовая; 9 - зона максимального засоления пород осинского горизонта; 10 - зона предполагаемого развития рифогенных структур; 11 - литологические зоны: а - преимущественно водорослевых известняков и доломитов, б - органогенно-обломочных с прослоями водорослевых и глинистых известняков и доломитов, в - хемогенных, ангидритизированных и глинистых доломитов, г - хемогенных, глинистых и ангидритизированных доломитов с прослоями терригенных пород в нижней части разреза; 12 - притоки нефти: а - промышленные, б - непромышленные; 13 - притоки газа: а - промышленные, б - непромышленные.

Цифрами обозначены скважины, давшие промышленные притоки нефти и газа: 1 - Даниловская 144, 2 - Пилюдинская 277, 3 - Большепетирская 204, 4 - Атовская 2, 5 - Южно-Радуйская 1, 6 - Верхнечонская 122, 7 - Илимская 3, 8 - Верхнечонская 23, 9 - Преображенская 136, 10 - Дулисьминская 1, 11 - Преображенская 137, 12 - Верхнетирская 201, 13 - Кутурминская 156

осинского горизонта представлены, в основном, известняками различного генезиса (водорослевыми, органогенно-обломочными и хемогенными). В осевой части Непско-Ботуобинской антеклизы и на отдельных участках Ангаро-Ленской ступени развиты, преимущественно, органогенные и органогенно-обломочные, в различной степени доломитизированные известняки (рис. 1). Здесь выделяется зона развития биогермных построек, приуроченная к разломам северо-восточного простирания (Л.С.Чернова и др., 1986; А.С.Ковтун и др., 1985). На Большепетирской площади прослеживается ядро крупной ор-

ганогенной постройки, сложенное интенсивно перекристаллизованными и доломитизированными известняками мощностью более 100 м. Ее периферическая часть расположена в районе скв. Восточно-Кийская 181 (104 м) и Средненепская 183 (53 м) и представлена малоизмененными известняками, в которых сохранились остатки водорослей-каркасостроителей (ренальцисы, гирванеллы, реже - эпифитоны). К западу от зоны развития биогермных построек, в пределах погруженной части склона антеклизы, а также на большей части Ангаро-Ленской ступени преобладают известняки и доломиты хемогенного генезиса, прослоями - глинистые и ангидритизированные.

Установлено, что при прочих равных условиях наилучшими емкостными и фильтрационными свойствами обладают известняки и доломиты органогенного и органогенно-обломочного генезиса. Формирование карбонатных отложений такого типа на данной территории приурочено, в основном, к зонам развития биогермных построек и локальным конседиментационным структурам. В пределах восточного склона Непско-Ботубинской антеклизы по данным ГИС (М.М.Мандельбаум и др., 1986) выделена Пилюдинско-Рассохинская зона рифогенных образований в карбонатных отложениях даниловской свиты и осинского горизонта. Примерами локальных конседиментационных структур могут служить Атовское и Радуйское поднятия, расположенные в центральной части Ангаро-Ленской ступени.

Карбонатные коллекторы, сформированные в даниловско-раннеусольское время, в течение длительной геологической истории подвергались воздействию вторичных процессов, которые изменяли их фильтрационные свойства. Положительное влияние на коллекторские свойства оказывало выщелачивание, перекристаллизация, доломитообразование и трещинообразование. Установлено, что на участках развития биогермных построек эти процессы проявились в максимальной степени. При этом большая часть емкостного пространства коллекторов обусловлена парами выщелачивания. Снижение коллекторских свойств карбонатных пород подсолевого комплекса связано, главным образом, с сульфатизацией и засолением (Ковтун и др., 1985).

Показано, что засоление карбонатных коллекторов осинского горизонта наиболее активно проявилось в осевой части Непско-Ботубинской антеклизы, преимущественно в зоне развития биогермных построек (см. рис. 1). Содержание засоленных пород в разрезе здесь составляет 50-75% и более, а среднее содержание галита в породе 10-20% (Л.С.Чернова и др., 1986). Такое совпадение зоны максимального засоления карбонатных пород осинского горизонта с зоной развития органогенных карбонатов можно объяснить тем, что высокоминерализованные растворы проникали в толщу осадочных пород там, где их фильтрационные свойства были достаточно высоки.

В пермо-триасовое время на территории большей части Непско-Ботубинской антеклизы и северо-западной части Ангаро-Ленской ступени происходило внедрение основной магмы в осадочный чехол кембрийского возраста в условиях максимального растяжения земной коры, благоприятного для проникновения расплава с образованием протяженных пластовых интрузивных тел (силлов) (Г.Д.Феоктистов, 1987). По данным бурения установлено, что на изучаемой территории в подсолевых отложениях раннекембрийского возраста залегает трапповый силл мощностью от 20 до 200 м, названный Усольским. Протяженность его с запада на восток составляет около 400 м. Очаг внедрения Усольского силла приурочен к Канско-Тасеевской впадине (северо-западная часть Присаяно-Енисейского прогиба). Постепенный переход Усольского силла в восточном направлении из отложений даниловской свиты в подосинскую толщу усольской свиты, а затем в надосинские отложения с последующим выклиниванием, несомненно, свидетельствуют о внедрении трапповой магмы с запада на восток. Линейные зоны перехода Усольского силла с одного стратиграфического уровня на другой, установленные по ГИС и подтвержденные данными бурения, как правило, совпадают с крупными разломами фундамента.

В настоящее время не вызывает сомнений отрицательное влияние траппового магматизма на коллекторские свойства вмещающих пород и сохранность залежей в них, связанное, главным образом, с воздействием высоких температур и гидротерм. Начальная температура магмы, поступающей в

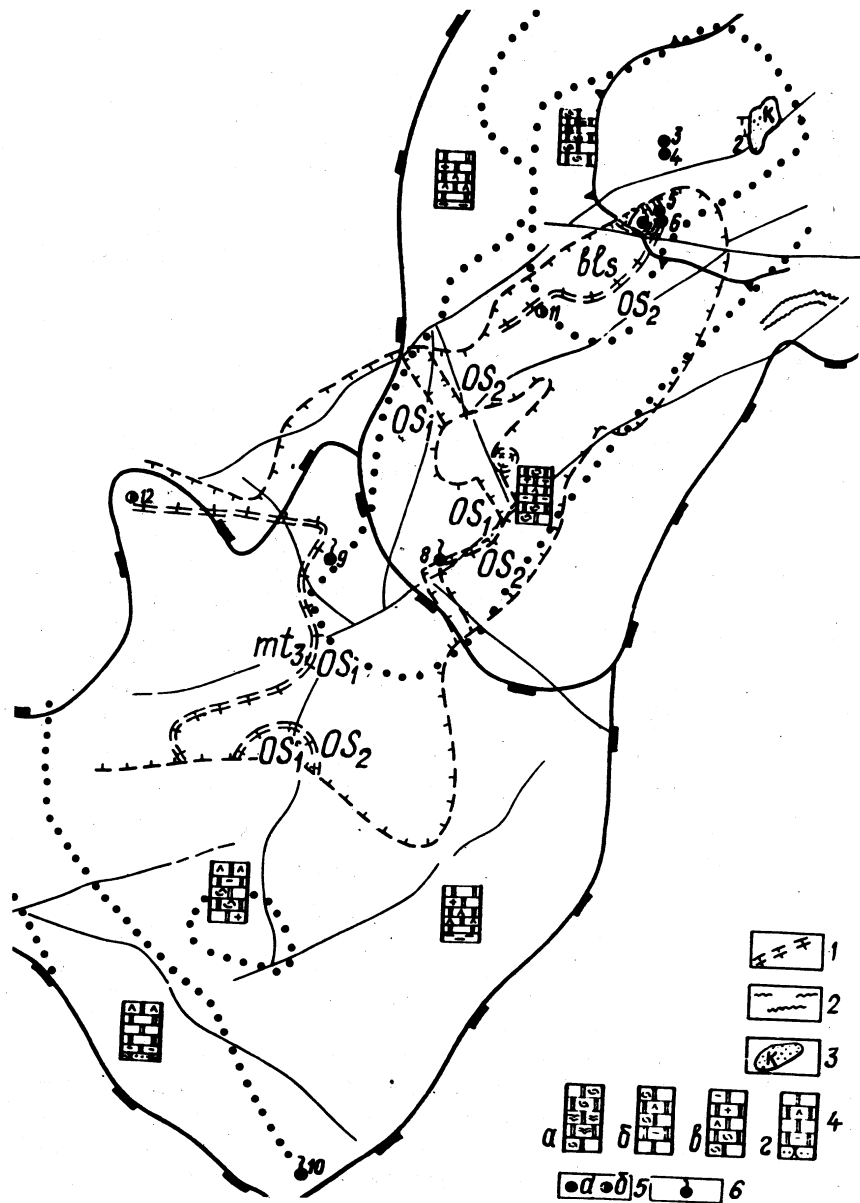


Рис. 2. Карта критериев нефтегазоносности карбонатных горизонтов даниловской свиты юго-востока Сибирской платформы:

1 - зона перехода Усольского силла с одного стратиграфического уровня на другой; 2 - зона предполагаемого развития рифогенных структур; 3 - залежь газоконденсатная; 4 - литологические зоны: а - водорослевых и органогенно-обломочных известняков и доломитов; б - органогенно-обломочных с прослоями сульфатизированных и глинистых доломитов; в - сульфатизированных и глинистых доломитов, редко с прослоями органогенно-обломочных; г - хемогенных, с прослоями ангидритизированных и глинистых доломитов, в основании разреза - с прослоями песчаников; 5 - притоки нефти: а - промышленные, б - непромышленные; 6 - притоки газа.

Цифрами обозначены скважины, давшие притоки нефти и газа: 1 - Верхнечонская 53, 2 - Верхнечонская 123, 3 - Преображенская 135, 5 - Даниловская 144, 6 - Даниловская 3, 7 - Даниловская 5, 8 - Усть-Кутская 4, 9 - Илимская 4, 10 - Иркутская 1, 11 - Кийская 181, 12 - Верхнековинская 157. Остальные обозначения см. на рис. 1.

осадочный чехол, составляла 1400°C. Было установлено, что при внедрении магматического расплава на данной территории возникла зона прогрева осадочных пород мощностью 500 м с внешней границей прогрева 200°C и внутренней - 800-900°C (Г.Д.Феоктистов, 1978). Карбонатные породы, попадая в зону контактового воздействия интрузии, большей частью ухудшают емкостные свойства по сравнению с исходными отложениями за счет снижения их открытой пористости и проницаемости. Причиной резкого ухудшения емкостных свойств карбонатных пород в зонах экзоконтакта является интенсивная посттраптовая гидротермальная деятельность. Помимо отрицательного влияния трапвого магматизма на нефтегазоносность отмечаются некоторые благоприятные его следствия - дополнительная генерация УВ из органического вещества вследствие нагрева пород и возникновение дополнительных коллекторов-трещинных зон и участков вторично рассолоненных пород (В.В.Забалуев, 1985). Однако, вопрос о кон-

клетном учете отрицательного и положительного влияния магматизма на нефтегазонасыщенность пока остается нерешенным. Наиболее благоприятными для формирования нефтегазовых месторождений являются области с незначительным проявлением траппового магматизма (А.В.Хоменко и др., 1978). Именно здесь регионально развитые и сравнительно маломощные интрузии оказали максимальное "генерирующее" углеводородное воздействие и минимальное отрицательное влияние. К таким зонам относятся Непско-Ботубинскую антеклизу и северо-западная часть Ангаро-Ленской ступени.

Положительное влияние траппового магматизма на фильтрационно-емкостные свойства карбонатных пород в "ослабленных" зонах перехода межпластовых трапповых тел на вышележащие стратиграфические уровни отмечали В.В.Забалуев и др. (1985). Эти зоны представляли собой области разгрузки пластовых вод, которые, поднимаясь снизу вверх по разрезу, выщелачивали каменную соль из пор и каверн карбонатных горизонтов. Кроме того, в зонах перехода траппов наблюдалась повышенная трещиноватость пород.

Анализируя распределение залежей и промышленных притоков в подсолевых карбонатных отложениях на изучаемой территории мы установили, что большинство из них приурочено к линейным участкам, связанным с разрывными нарушениями, где происходил переход траппов из нижележащего на вышележащий стратиграфический уровень, а также к локальным (кольцевым) зонам внедрения трапповых тел (см. рис. 1, 2).

Так, на Даниловском месторождении к зоне перехода траппов из отложений усольской свиты в бельскую приурочены залежи нефти и конденсата во всех подсолевых карбонатных горизонтах: преображенском, усть-кутском и осинском. Открытая пористость коллекторов преображенского горизонта составляет 8,7-11%, эффективная мощность равна 2,5-10 м. В скв. 144 из этого горизонта получен приток газоконденсата дебитом 75 тыс. м<sup>3</sup>/с.

Нижний пласт усть-кутского горизонта является основным объектом на Даниловском месторождении. К зоне перехода траппов приурочены две залежи в усть-кутском горизонте. Одна залежь расположена в пределах скв. 3 и 20, из которых получен приток нефти. Открытая пористость коллекто-

ров составляет 11-13%, эффективная мощность - около 14 м. Вторая залежь в усть-кутском горизонте расположена севернее, в районе скв. 144, из которой также получен приток нефти. Открытая пористость коллекторов в пределах этой залежи составляет 7,1-9,8%, эффективная мощность 1,2-14 м.

В осинском горизонте к зоне перехода траппов приурочена одна залежь, в пределах которой получены притоки 150 м<sup>3</sup>/с нефти и 3 тыс. м<sup>3</sup>/с газа - из скв. 144. Открытая пористость коллекторов здесь составляет 8,6%, эффективная мощность - 12,5 м.

На Верхнечонском месторождении все залежи нефти и конденсата в подсолевых карбонатных отложениях расположены в зоне внедрения силла в отложения ангарской свиты. Открытая пористость коллекторов преображенского горизонта достигает 17,8%, эффективная мощность составляет 6-13 м. В скв. 23 из отложений преображенского горизонта получено 8 тыс. м<sup>3</sup>/с конденсата, а в скв. 54 - 15 м<sup>3</sup>/с нефти.

Открытая пористость коллекторов усть-кутского горизонта изменяется от 0,2 до 14%, эффективная мощность составляет 2,6-11 м. В скв. 53 из отложений усть-кутского горизонта получено 12,9 м<sup>3</sup>/с нефти.

Осинский горизонт на Верхнечонском месторождении содержит газоконденсатную залежь, где в скв. 122 получен приток газоконденсата дебитом 15,7 тыс. м<sup>3</sup>/с. Открытая пористость коллекторов осинского горизонта составляет 0,2-18,4%, эффективная мощность 9,2-13 м.

Кроме того, на данной территории к зонам перехода траппов с одного стратиграфического уровня на другой приурочены промышленные и непромышленные притоки нефти и газа из единичных скважин на различных площадях: скв. Усть-Кутская 4, Илимская 4, Большекетирская 204, Верхнететирская 201 и др. Так, на Усть-Кутской площади в пределах конседиментационной структуры из скв. 4, находящейся в зоне перехода траппов из подосинской толщи усольской свиты в надосинскую, из карбонатных отложений даниловской свиты получено 79 тыс. м<sup>3</sup>/с газа. На Большекетирской площади в зоне развития биогермной постройки из скв. 204, расположенной в зоне перехода траппа из надосинской пачки усольской свиты в бельскую, из отложений осинского горизонта получено 38 м<sup>3</sup>/с нефти.

Установлено, что в контакте с магматическими телами в условиях их внедрения мигрантные формы углерода в жидкой фазе существовать не могут. Все проявления жидких УВ в интрузивных породах и на контакте с ними свидетельствуют о постмагматических этапах миграции. Следовательно, залежи и единичные притоки нефти и газа, приуроченные к зонам перехода траппа с одного стратиграфического уровня на другой (или к локальным зонам внедрения траппов) могли сформироваться лишь после внедрения трапповых интрузий в осадочную толщу, то есть не раньше поздне триасового времени.

Для того, чтобы решить вопрос об источниках УВ при формировании залежей остановимся на геохимических условиях их образования. На юге Сибирской платформы в раннепалеозойское время (возможно, в конце раннего кембрия) в карбонатных породах подсолевого комплекса сложились термодинамические условия, благоприятные для главной фазы нефтеобразования, и в них могли происходить процессы миграции УВ (А.С.Анциферов, 1976). Установлено, что суммарная мощность нижнепалеозойских осадков на юге Сибирской платформы превышала 2,0 км, а миграция в карбонатных породах началась с палеоглубин 2,15–2,20 км и достигла максимума в интервале 2,7–3,5 км. Элизионный этап развития бассейна, а также незначительное засоление карбонатных коллекторов в это время способствовало заполнению емкостного пространства локальных конседиментационных поднятий и неантиклинальных (в том числе и рифогенных) ловушек и формированию первичных залежей. Более позднее засоление карбонатных коллекторов, отмеченное нами выше, способствовало консервации и сохранению первичных залежей. В подсолевых карбонатных отложениях эти залежи могли образоваться как сингенетично, так и за счет перетока УВ из нижележащих терригенных пород. На терригенные отложения подсолевого комплекса приходится 60% общего объема генерированных УВ, на карбонатные отложения: даниловской свиты – 20%, бельской и ангарской свит – 17%, осинского горизонта усольской свиты – не более 3% (Д.И.Дробот и др., 1974).

Таким образом, вышеописанные залежи и притоки, приуроченные к зонам перехода траппа с одного стратиграфического уровня на другой (либо к зонам внедрения траппов) и

образовавшиеся в поздне триасовое время, являются вторичными. Характерной особенностью отмеченных нами вторичных залежей является то, что они приурочены к более низким стратиграфическим уровням чем зона перехода траппа, т.е. к таким коллекторским толщам, которые не попадают в зону интенсивного теплового воздействия траппа. Основным источником УВ при формировании вторичных залежей, вероятно, явились нижележащие терригенные отложения вендского возраста, из которых происходил их переток в вышезалегающие карбонатные отложения в зонах внедрения и перехода траппов с одного стратиграфического уровня на другой.

Кроме того, нельзя исключить, что вторичные углеводородные залежи в подсолевых карбонатных отложениях могли образоваться сингенетично, то есть за счет содержащегося в них РОВ. Установлено, что термальное воздействие интрузий траппов на РОВ, содержащееся в породе, способствовало дополнительному выделению углеводородных компонентов из РОВ. В.В.Забалуев и другие (1985) приводят примеры активизации катагенеза РОВ за счет влияния трапповых интрузий на данной территории. Так, в Волоконской скв. 1 РОВ из доломитов усольской свиты находится на стадии катагенеза МК<sub>4</sub>–МК<sub>5</sub>, а по условиям погружения (2,6 км) должно находиться на стадии МК<sub>2</sub><sup>1</sup>. Трапповая интрузия мощностью 103 м здесь залегает на 75 м выше. В Заярской скважине стометровая интрузия располагается в 100 м ниже исследованных доломитов усольской свиты, где стадия катагенеза РОВ АК<sub>1</sub>–АК<sub>2</sub>, а по условиям погружения должна быть МК<sub>2</sub><sup>2</sup>.

Таким образом, анализ закономерностей размещения залежей нефти и газа на территории юго-востока Сибирской платформы в подсолевых карбонатных отложениях позволяет сделать вывод о том, что на большей части исследуемой территории, охваченной трапповым магматизмом в пермо-триасовое время, все известные до настоящего времени залежи в подсолевых карбонатных отложениях являются вторичными и могли сформироваться не раньше поздне триасового времени. Эти залежи приурочены либо к зонам перехода траппов с одного стратиграфического уровня на другой (Даниловское месторождение), либо к локальным зонам внедрения трапповых интрузий (Верхнечонское месторождение). Кроме того, на

данной территории могли сохраниться и первичные залежи, образовавшиеся в раннепалеозойское время и связанные с элизионным этапом в развитии бассейна. Такие залежи, прежде всего, следует искать на тех участках, где не было проявлений траппового магматизма (в Пилюдинско-Рассохинской зоне рифогенных образований). Нельзя исключить также, что первичные залежи могли сохраниться в подсолевых карбонатных отложениях там, где Усольский силл залегает выше усольской свиты, а следовательно, не оказывает интенсивного теплового воздействия на подсолевые карбонатные породы.

#### С п и с о к л и т е р а т у р ы

1. Д р о б о т Д. И., З о л о т о в А. Н., К о н - т о р о в и ч А. Э. Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности докембрийских и нижнекембрийских отложений юга Сибирской платформы. - М.: Недра, 1974. -158 с.
2. Т е к т о н и к а нефтегазоносных областей юга Сибирской платформы / Под ред. В.П.Аругюнова. - М.: Недра, 1982. - 90 с.

УДК [551.24+551.72.022.4]:553.98.2.078(571.5)

А.И.Панов

### СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Байkitская антеклиза - надпорядковая положительная структура западной части Сибирской платформы. В ее пределах по поверхности кристаллического фундамента выделяется ряд крупных высокоамплитудных поднятий. Серия таких поднятий в северо-западной части антеклизы образует обширную приподнятую область. По горизонтам осадочного чехла структура выполаживается вверх по разрезу, и ее вершина смещена к юго-востоку (рис. 1). По кровле мотской свиты в южной части антеклизы фиксируется замкнутая положительная структура первого порядка - Камовский свод. По вышележащим отложениям он не выражен и распадается на ряд структур более мелкого порядка на фоне структурной террасы.

Осадочный чехол антеклизы сложен отложениями рифея, венда, кембрия, местами ордовика и силура. Карбонатно-терригенные образования рифейского возраста развиты практически повсеместно за исключением ограниченных участков в пределах приподнятой области на северо-западе антеклизы. Резко сокращенной толщиной этих отложений (менее 300 м) характеризуется также Тайгинское поднятие, расположенное в южной части структуры. Породы комплекса представлены в основном доломитами, глинистыми доломитами, аргиллитами. Доломиты разной окраски тонко-мелкозернистые, иногда пелитоморфные, неравномерно перекристаллизованные, участками окремненные, часто трещиноватые. Характерной чертой их является развитие каверн.

Коллекторы изучаемого комплекса трещинно-порово-кавернового типа и по данным лабораторных измерений имеют низкие фильтрационно-емкостные характеристики. На Кукумбинской площади открытая пористость их не превышает 2-3%,



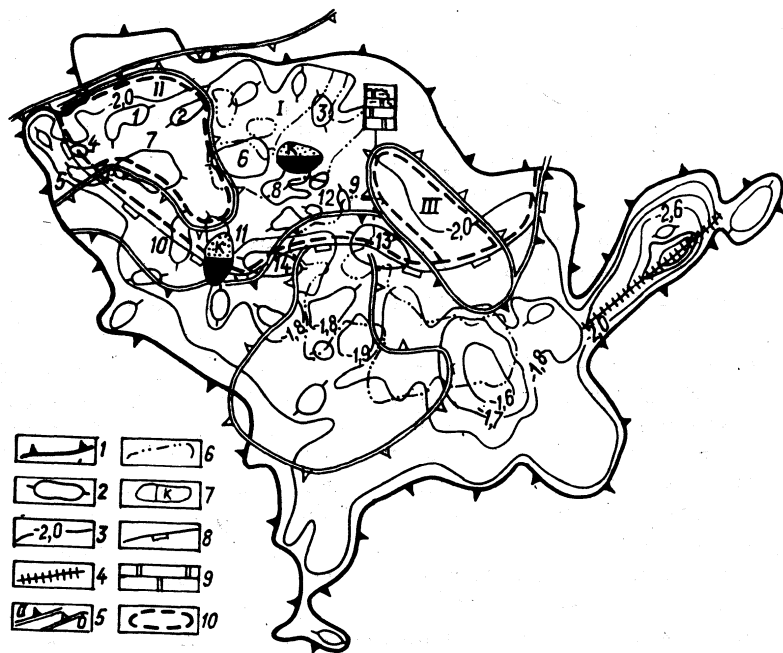


Рис. 1. Карта зон нефтегазоаккумуляции рифейских отложений Байкинской антеклизы:

1 - контуры тектонических элементов 1 порядка; 2 - локальные поднятия; 3 - изогипсы кровли мотских отложений; 4 - тектоническое нарушение; 5 - контуры крупных палеотектонических элементов: а - 1 порядка, б - 2 порядка; 6 - границы перспективных участков по данным ТТ-МТЗ; 7 - нефтегазовая залежь; 8 - граница нефтегазоносных районов; 9 - доломиты; 10 - зоны нефтегазоаккумуляции: 1 - Куюмбино-Юрубченская, П - Юдукопская, Ш - Кординско-Таймбинская. Локальные поднятия: 1 - Тукшиде-

китское; 2 - Нокумское; 3 - Кукушдинское, 4 - Вайвидатканское; 5 - Мухенское; 6 - Апрельское; 7 - Петимокское; 8 - Куюмбинское; 9 - Усть-Камовское; 10 - Манкурское; 11 - Юрубченское; 12 - Мадринское; 13 - Токурское; 14 - Нижнетохомское

межзерновая проницаемость нулевая (П.П.Скоробогатых 1983). На Юрубченской площади открытая пористость изменяется от 3 до 10%, проницаемость - от 0,01 до 1,5  $\text{дм}^2$  (Н.А.Ершов, 1986). На Оморинской площади пористость составляет 0,1-2,0%, трещинная проницаемость - 5-10  $\text{дм}^2$ . Однако, получение значительных притоков нефти и газа на Юрубченской площади и воды на ряде площадей из этих отложений, а также поглощение промывочной жидкости в процессе их бурения свидетельствуют о хороших фильтрационно-емкостных свойствах рифейских коллекторов. Это обусловлено, очевидно, наличием каверн, соединенных системой трещин. Формирование подобных коллекторов связывается с процессом палеокарста в предвендское (П.П.Скоробогатых, 1983) и вендское время.

На денудированную поверхность рифейских образований со значительным угловым несогласием трансгрессивно налегают отложения, относимые к венду (Г.А.Полякова и др., 1983), от низов тайгинской свиты на склонах антеклизы до низов катангской - в ее наиболее приподнятой по поверхности фундамента части. Терригенные отложения ванаварско-тайгинского комплекса вскрыты рядом скважин в пределах южно-обрамления этой зоны. Толщина комплекса изменяется от 0 до 156 м, увеличиваясь в южном, юго-восточном и, наиболее резко, в юго-западном (в сторону Терянского прогиба) направлениях (рис. 2). В пределах Тайгинского поднятия наблюдается уменьшение толщины отложений от 50 до 26 м. Отмечается постепенное опесчанивание разреза с востока на запад. Наиболее полный и мощный разрез встречен в Оленчминской скв. 152. Он представлен преимущественно красноватными песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Песчаники олигомиктово-кварцевые и полимиктовые мелко-среднезернистые слоистые и косослоистые разной степени окатанности. Аргиллиты алевролитистые, слюдястые слоистые. Плас-

ское, 9 - Верхнетайгинское, 10 - Хоркичское, 11 - Имбинское, 12 - Бедошемское, 13 - Верхнеенболакское, 14 - Юдуконо-Чавидинское, 15 - Лакурское.

Остальные условные обозначения см. на рис. 1.

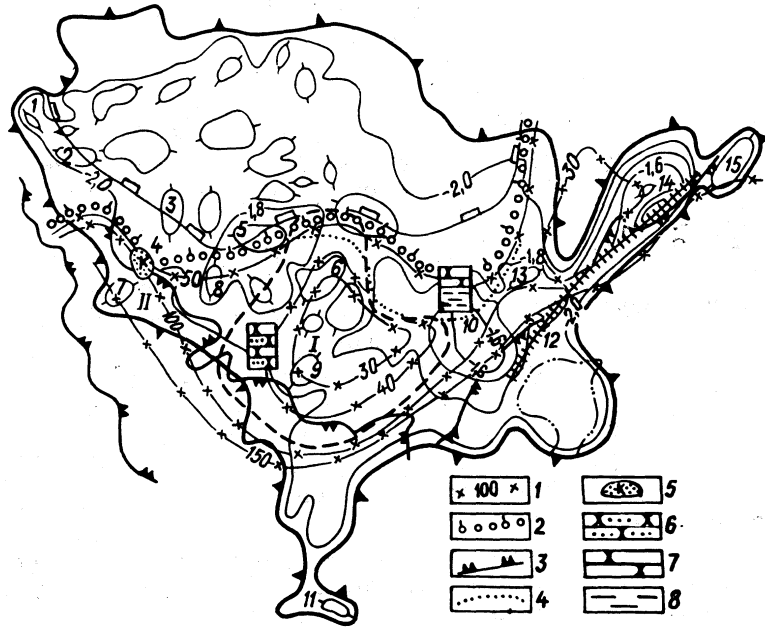


Рис. 2. Карта зон нефтегазонакопления ванаварско-тайгинского комплекса Байкитской антеклизы:

1 - изопахиты; 2 - граница выклинивания комплекса; 3 - граница повышенной емкости коллекторов по данным ТТ-МТЗ; 4 - граница литолого-фациальных зон; 5 - газоконденсатная залежь; 6 - песчаники; 7 - алевролиты; 8 - аргиллиты. Зоны нефтегазонакопления: 1 - Тайгинская, П - Тохомо-Оскобинская. Локальные поднятия: 1 - Мутуйское, 2 - Мухенское, 3 - Манкурское, 4 - Оморинское, 5 - Нижнетохомское, 6 - Верхнедулиминское, 7 - Верхнетохомское, 8 - Тукаун-

ты-коллекторы маломощные, невыдержанные по латерали, невысокого качества, сложены песчаниками и алевролитами.

На Оморинской площади в комплексе выделяется до шести пластов-коллекторов, представленных песчаниками и алевролитами, пористость которых изменяется от 2 до 21%, проницаемость - от 0,01 до 226  $\text{м}^2$ . Отложения водоносные. На Верхнетохомской, Верхнетайгинской и Косвинской площадях по результатам опробования пород в скважинах в процессе бурения в комплексе проницаемые горизонты отсутствуют. Таким образом, коллекторы этого комплекса, по-видимому, развиты локально и могут выклиниваться либо фациально замещаться. Экранирующие пачки также не выдержаны по латерали и, вероятно, образуют лишь локальные покрывки низкого качества.

На Нижнетайгинской площади комплекс имеет четко выраженное двучленное строение и характеризуется уменьшением количества обломочного материала. Нижняя его часть сложена в основном аргиллитами, верхняя - представлена алевролитами с прослоями аргиллитов, реже песчаников. По данным электроразведки в этом районе наблюдается уменьшение проводимости подсолевой части разреза. Это позволило нам выделить обособленную литолого-фациальную зону для данного комплекса, характеризующуюся повышенной глинистостью ванаварско-тайгинских отложений.

Карбонатно-терригенно-сульфатные отложения оскобинско-катангского комплекса развиты практически на всей изученной территории антеклизы (рис. 3). Однако, его оскобинская часть отсутствует в северной и центральной частях структуры, соответствующих приподнятой области. Мощность отложений изменяется от 55 (Петимокская площадь) до 292 м (Верхнетохомская площадь) аналогично толщине ванаварско-тайгинского комплекса, что свидетельствует об устойчивой тенденции к прогибанию сопредельных областей, постепенно вовлекавших в погружение Байкитскую антекли-

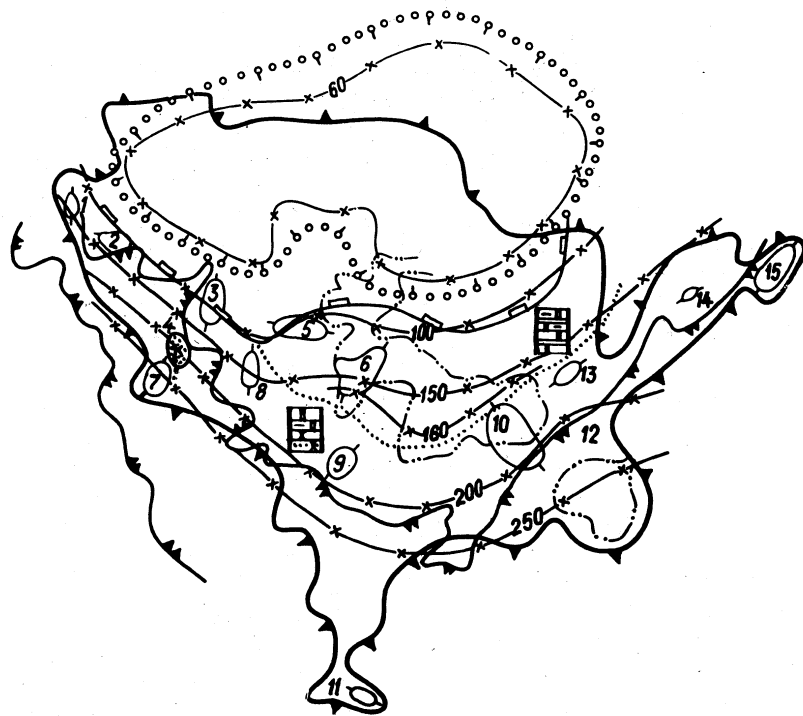


Рис. 3. Карта распространения оскобинско-катангского комплекса Байkitской антеклизы:  
 1 - изопакиты комплекса; 2 - граница выклинивания оскобинской свиты.  
 Остальные условные обозначения см. на рис. 1, 2

зу. Однако, в районе Тайгинского поднятия не фиксируется локальное уменьшение толщины комплекса. Вероятно, к концу оскобинского времени оно перестало существовать.

В пределах рассматриваемой территории выделяются две зоны с различным типом разреза оскобинско-катангских отложений. Для первой литолого-фациальной зоны, занимающей центральную и северную часть Камовского свода, характерен карбонатно-глинистый тип разреза. Он сложен доломитами серыми, глинистыми, ангидритистыми либо чередованием доломитов и аргиллитов серых, доломитистых, местами с прослоями мергеля алевролитистого и алевролита мелкозернистого. Вторая зона обрамляет первую полукольцом с юга, юго-запада и юго-востока и характеризуется значительным опесчаниванием разреза оскобинской свиты и появлением "оморинской" пачки песчаников (Н.А.Ершов, 1986) в низах катангской свиты. Песчаники красно-коричневые, участки ангидритистые, Алевролиты красно-коричневые плотные глинистые. Аргиллиты темносерые, черные плитчатые. Доломиты серые плотные крепкие глинистые, алевролитистые. В целом вверх по разрезу происходит смена состава пород с терригенного и терригенно-карбонатного на карбонатно-терригенный и карбонатный с одновременным сокращением объема красноцветных терригенных образований и появлением пород серой и зеленовато-серой окраски.

На Оморинской площади в оскобинской свите выделяются два песчаных пласта-коллектора. Пласт Б-1Х (средняя часть свиты) сложен песчаниками и алевролитами кварцевыми полуокатанными с прослоями доломитов. Пласт Б-УШ (кровельная часть свиты) представлен песчаниками и алевролитами с прослоями карбонатно-сульфатных пород. В целом эти породы являются плохими коллекторами (пористость составляет 2-7%, проницаемость 0-0,01 фм<sup>2</sup>) с небольшой суммарной толщиной. Покрышками служат глинистые алевролиты и алевролитистые аргиллиты, терригенно-карбонатные разности. В низах катангской свиты выделяется пласт-коллектор Б-УП ("оморинский"), с которым связана основная газоносность на Оморинском месторождении. Пласт продуктивен также на Юрубченском месторождении, в районе которого он выклинивается в северном направлении. Он представлен пе-

ресслаиванием алевролитов, песчаников, реже аргиллитов. Пористость коллекторов составляет 5–12%, проницаемость – от сотых долей до 1 фм<sup>2</sup>, толщина – 0,5–5,0 м. Пласт перекрыт пачкой глинистых доломитов иногда ангидритистых с редкими прослоями аргиллитов. На Оскобинской, Нижнетайгинской, Манкурской, Лебяжинской и Куюмбинской площадях из данного комплекса получены притоки воды. Пористость пород достигает 7%, проницаемость – 1 фм<sup>2</sup>.

Как показали палеотектонические реконструкции (А.И. Панов, 1985), структурный каркас Байкитской антеклизы сформировался в позднерифейское–предвендское время. В это время она представляла собой южную часть обширной палеоантеклизы. В пределах северной и центральной частей изучаемой территории выделяется крупная приподнятая палеообласть, объединявшая ряд постседиментационных палеоподнятий рифей–вендского заложения – Юдуконское, Енгидинское, Кордяинско–Таимбинское. Благодаря своему тектоническому положению эти структуры подверглись наиболее интенсивной денудации, вследствие чего в настоящее время здесь наблюдается сокращенный (вплоть до его отсутствия) разрез рифейских отложений. Процессы гипергенеза сопровождались широким развитием палеокарста в карбонатных разностях, который может затрагивать породы на глубину до 200–300 м /1/, что согласуется с данными П.П.Скоробогатых (1978) по Куюмбинской площади. Однако, высказанное предположение о преимущественном развитии процессов карстообразования в пределах палеоподнятий является сомнительным. Так, в скважинах на Петимокской, Нижнетайгинской, Верхнетайгинской и Косвинской площадях, расположенных в пределах Енгидинского и Тайгинского палеоподнятий, притоки флюидов из данных отложений не получены. В то же время на Хоркичской, Оморинской, Оскобинской и Лебяжинской площадях, расположенных за пределами палеоподнятий, они водоносны, а на Куюмбинской и Юрубчевской – нефтегазоносны, что связано в первую очередь с особенностями размещения зон выхода закарстованных пород под поверхность размыва. Таким образом, к началу венд–нижнекембрийского этапа седиментогенеза на территории Байкитской антеклизы был сформирован обширный адартезианский бассейн в рифейском комплексе с довольно высоким этажом водоносности.

В конце раннего венда южная часть Байкитской антеклизы была вовлечена в погружение. Установился режим континентального осадконакопления, который существовал до начала позднего венда (к моменту накопления оскобинской свиты). Источником сноса, по–видимому, служила приподнятая палеообласть. Обособленное положение Тайгинского палеоподнятия и, во всей видимости, его тяготение к смежной Присаяно–Енисейской палеосинеклизе обусловили накопление в его пределах ванаварско–тайгинского комплекса в отличие от других палеоподнятий.

Частая смена условий осадконакопления отрицательно сказалась на формировании резервуаров. Наиболее благоприятные условия для накопления коллекторских пластов существовали в пределах Тайгинского палеоподнятия в связи с его палеоструктурным положением, наименее благоприятные – в литолого–фациальной зоне, расположенной в пределах Нижнетайгинской и Тайгинской площадей.

В середине позднего венда континентальное осадконакопление постепенно сменяется мелководноморским, что выразилось в чередовании континентальных и морских отложений, появлении карбонатов в верхах разреза оскобинско–катангского комплекса. Выделенная терригенно–карбонатная литолого–фациальная зона наиболее перспективна в отношении развития коллекторов, однако непостоянство условий седиментации отрицательно сказалось на их качестве, а также на возможности формирования надежных выдержанных по латерали флюидоупоров. Только в начале катангского времени происходила относительная стабилизация тектонического режима, с чем связано отложение “оморинской” пачки, имеющей, по–видимому, широкое распространение в южной части антеклизы, а также вышележащей пачки глинистых доломитов, выдержанной по составу и толщине по всей площади исследуемой территории.

На Байкитской антеклизе в настоящее время открыто три месторождения нефти и газа, расположенные в пределах Камовского свода. Куюмбинское нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к рифейским карбонатам и объединяет литолого–стратиграфические залежи трех локальных поднятий (А.А.Зиновьев и др., 1983), выраженных по кровле мотской свиты. В качестве коллектора выступают закарстованные до-

ломиты У1 и УП литологических пачек (П.П.Скоробогатых, 1982), выходящих непосредственно под эрозионную поверхность. Экраном служит пачка глинистых доломитов в низах катангской свиты.

Юрубченское нефтегазоконденсатное месторождение также приурочено к рифейским породам. Однако, в ряде скважин, где в низах катангской свиты вскрыта "оморинская" пачка, установлена и ее продуктивность. В данном случае эрозионная поверхность рифейских образований перекрыта аргиллитом-алевролитовой пачкой, являющейся, очевидно, полупокрышкой. Верхний продуктивный интервал экранируется "катангской" пачкой глинистых доломитов. Здесь наблюдается сочетание ловушек структурного и литолого-стратиграфического типов.

Оморинское газоконденсатное месторождение является многопластовым, залежи сосредоточены в коллекторах оскобинской свиты и в "оморинской" пачке, разделенных между собой аргиллитом-алевролитовыми породами. Верхний газоносный интервал перекрывается "катангской" пачкой. Ловушка структурного типа.

Таким образом, "катангская" пачка контролирует все выявленные залежи. Площадное распространение и выдержанность по латерали позволяет выделить ее в качестве региональной покрывки. Поскольку ниже этого уровня не обнаружено надежных флюидоупоров и их развитие можно предполагать лишь на локальных участках, основной картируемой структурной поверхностью следует считать подошву "катангской" пачки, структурный план которой совпадает с таковым по кровле мотских отложений.

Рифейские породы будут продуктивны лишь в случае налегания на них этой пачки. В противном случае из-за отсутствия экрана будет осуществляться переток УВ в отложения венда. Следовательно линия примыкания подошвы пачки к рифейскому субстрату, проведенная нами по изопаките оскобинско-катангских пород в 100 м, разграничивает два нефтегазоносных района, характеризующихся разными этажами нефтегазоносности.

Для рифейского нефтегазоносного комплекса нами выделены четыре зоны нефтегазонакопления (см. рис.1). Куюмбинско-Юрубченская зона установленного нефтегазонакопления приурочена к палеоседловине рифей-вендского заложения. Толщина

рифейских пород составляет 1,5-2,0 км. По данным ГТ-МТЗ на Куюмбинском месторождении наблюдается аномалия пониженных значений проводимости осадочного чехла (40 См), соответствующая в плане продуктивной площади. Аналогичная картина отмечена на Собинском месторождении. Учитывая указанный признак и описанные выше геологические критерии нами выделены перспективные положительные структуры - Усть-Камовская, Токурская, Манкурская, Мадринская, Нижнетохомская и участок в районе Куюмбинского, Апрельского и Кукидинского поднятий.

Юдуконская и Енгидинская перспективные зоны нефтегазонакопления приурочены к одноименным палеоподнятиям. Толщина рифейских пород здесь не превышает 1,0 км, а на ряде участков по данным сейсморазведки предполагается их отсутствие. Вследствие этого перспективы нефтегазоносности этих зон несколько ниже. Кординско-Таимбинская перспективная зона изучена слабо и приурочена к палеовалу. Толщина рифейских отложений здесь составляет около 2,0 км, что значительно повышает ее перспективы.

В ванаварско-тайгинском терригенном комплексе нами выделены две предполагаемые зоны нефтегазонакопления (см.рис.2). Тайгинская зона приурочена к обширному палеоподнятию и характеризуется сокращенной толщиной комплекса (25-50 м). Наиболее вероятно, что скопления УВ будут связаны с литологическими ловушками на его склонах; на своде - со структурными ловушками, возможна продуктивность рифейских пород по аналогии с Юрубченским месторождением. В северной части зоны по данным электроразведки выделяется перспективный участок, в пределах которого расположено Верхнедулиминское поднятие.

Тохомо-Оскобинская зона приурочена к юго-западному, южному и юго-восточному склонам Байкитской антеклизы. Она характеризуется повышенной толщиной комплекса, увеличивающейся в сторону смежных отрицательных структур. В этом же направлении происходит опесчанивание разреза, где отчетливо выделяется полоса повышенной проводимости осадочного чехла (до 250 см), очевидно, связанная с увеличением суммарной емкости коллекторов комплекса. В данной зоне возможно широкое развитие ловушек структурного типа.

Обнаружение ловушек литологического выклинивания наиболее вероятно на склонах Тайгинского поднятия и приподнятой области северной части антеклизы. Северная и северо-восточная части зоны характеризуются пониженными значениями проводимости, что свидетельствует о выклинивании коллекторов, либо об ухудшении их свойств.

Для оскобинско-катангского комплекса в настоящее время представляется возможным выделить лишь единую зону установленного нефтегазонакопления в пределах южного обрамления приподнятой области (см. рис. 3)

Таким образом, для Байкитской антеклизы основными факторами, контролирующими размещение залежей нефти и газа являются историко-геологический и структурный. Первый обусловил формирование: рифейских коллекторов и характер расположения участков их выхода под эрозионную поверхность; региональной "катангской" покрывки, ее взаимоотношение с рифейскими коллекторами, отсутствие выдержанных коллекторских и экраняющих толщ в терригенных вендских отложениях. Структурный фактор обеспечил накопление и сохранность УВ.

Немаловажную роль, очевидно, сыграл двойной структурный контроль. Возможно, отсутствие его для площадей, расположенных за контуром Камовского свода и для вышележащих усольских, бельских и булайских отложений, сыграло отрицательную роль в сохранности залежей. При благоприятных структурных условиях здесь получены притоки воды. По всей видимости литологический фактор также повлиял на размещение продуктивных площадей в рифейском и вендском комплексах. Особенно это касается Тайгинского поднятия, имеющего сходную с Ванаваро-Собинским поднятием историю геологического развития.

#### Л и т е р а т у р а

1. М е л ь к а н о в и ц к и й И. М. Геофизические методы при региональных гидрогеологических исследованиях. - М.: Недра, 1984. -176 с.

УДК 550.84:553.98(571.61)

В.Д.Накаряков, Л.Л.Кузнецов,  
Ю.А.Жуковин, А.К.Битнер

#### ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА НА ЗАПАДЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Систематическое изучение западной части Сибирской платформы геохимическими методами поисков нефти и газа (ГПНГ) начато с 1974 г. Основными из них являются газовый, битуминологический, биохимический и гидрогеохимический. В последние годы в ограниченных объемах стал применяться литогеохимический метод.

По целевому назначению ГПНГ делятся на:

- региональные (оценка потенциальной нефтегазоносности и прогнозно-зональное районирование крупных территорий);
- прогнозно-рекогносцировочные (выделение региональных элементов с аномальными характеристиками геохимических полей);
- поисково-оценочные (выявление локальных объектов с аномальными характеристиками полей концентраций, оценка их нефтегазоносности, подготовка рекомендаций по заложению на перспективных площадях поискового или параметрического бурения);
- детальные.

За период с 1974 по 1987 г. региональные и прогнозно-рекогносцировочные ГПНГ проведены на основных крупных положительных структурах, осложняющих осадочный чехол платформы. Ими охвачены Камовский свод, Бахтинский мегавыступ, центральная часть Катангской седловины, Кочечумский, Чуньский и Илимпейский своды. Заснята территория около 240 тыс. км<sup>2</sup>, что составляет 19% от общей площади перспективных земель. Исследования проводятся по профилям вдоль водных артерий и в площадном исполнении. Профильные геохимические исследования по видам также можно разделить на: исследования родников и поверхностных водотоков (ручьи, реки, озера); опробование придонных вод рек.

В основу методики поисково-оценочных ГПНГ положено три принципа:

- выбор для каждого надпорядкового структурно-тектонического элемента наиболее типичного объекта с целью установления основных закономерностей изменения геохимических параметров в зоне поисков;
- комплексное изучение газовой составляющей и органических веществ пород по единой аналитической схеме /1/;
- комплексирование ГПНГ с колонковым бурением, которое позволяет ускорить оценку объектов и не бурить специальные геохимические скважины. Исследования проведены почти на всей центральной и северной части Бахтинского мегавыступа в пределах Тэтэринского вала Катангской седловины.

Детальные геохимические исследования начали применяться недавно и выполняются в основном для создания сети опорных геохимических разрезов, установления в них нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов, выявления путей миграции УВ экспрессного прогноза нефтегазоносности и др.

Газовый и битуминологический методы являются типовым комплексом при исследовании керна и шлама глубоких скважин, причем основной объем проводится по шламу, что обеспечивает требуемые кондиции и экспрессность.

Особенность методики исследований состоит в том, что флюиды залежей, газообразные и битуминозные компоненты пород изучаются по единой аналитической схеме. К настоящему времени совместно с лабораториями ВНИИЯГ<sup>х)</sup> отработаны опорные геохимические разрезы на Собинском, Юрубченском и других месторождениях.

В результате выполненных исследований на западе Сибирской платформы установлено более 20 комплексных геохимических аномалий. Контрастные геохимические аномалии выявлены над Собинском, Куюмбинским и Юрубченским месторождениями, Нижнетунгусской и Сухо-Тунгусской площадями с установленной нефтегазоносностью. Аномальные геохи-

мические поля нафтидогенной природы обнаружены на всех уровнях геохимического зондирования вплоть до околоземных слоев атмосферы.

Анализ материалов геохимических съемок и гидрогеохимических исследований пластовых вод продуктивных горизонтов позволил наметить комплекс газогидрохимических и биохимических показателей оценки нефтегазоносности, информативность которых неравнозначна как для отдельных районов, так и для различных гидрохимических зон. Поэтому все показатели условно разделены на две группы - прямые и косвенные. К основным отнесены те показатели, которые в большинстве случаев установлены над залежами в породах и водах зоны поискового геохимического зондирования.

В пределах Байкитской антеклизы и Катангской седловины по изменению газовой, гидрохимической и бактериальной составляющих в водах источников показателями являются концентрации метана и суммы УВ (этан+бутан), параллельное накопление метана и гелия, сходство состава воды растворенных газов (ВРГ) вод источников с газами залежей и присутствие в составе первых следовых концентраций  $C_5^+$  выш. (рис. 1).

Прямыми геохимическими показателями нефтегазоносности следует считать наличие в водах источников растворенного бензола (более 0,05 мг/л), фенолов (более 0,02 мг/л), нафтеновых кислот (более 0,07 мг/л).

В зонах аномальной насыщенности углеводородными газами солоноватых вод к косвенным показателям могут быть отнесены повышенные содержания в водах йода (более 0,3 мг/л), брома (более 60 мг/л), бора (более 0,1 мг/л), ртути (более 5 мкг/л), молибдена и селена /3/.

В пределах Бахтинского мегавыступа в связи с широким распространением криологического, угленосного и гидрохимического барьеров, комплекс показателей ограничен (рис. 2). К косвенным показателям нефтегазоносности, также как и в юго-западных районах, можно отнести наличие следовых концентраций йода, брома, бора в зонах повышенного углеводородонасыщения вод.

В силу разной интенсивности проявления гипергенных процессов ряд показателей для отдельных аномальных участ-

х) ВНИИЯГ - ВНИИ Геоинформсистем

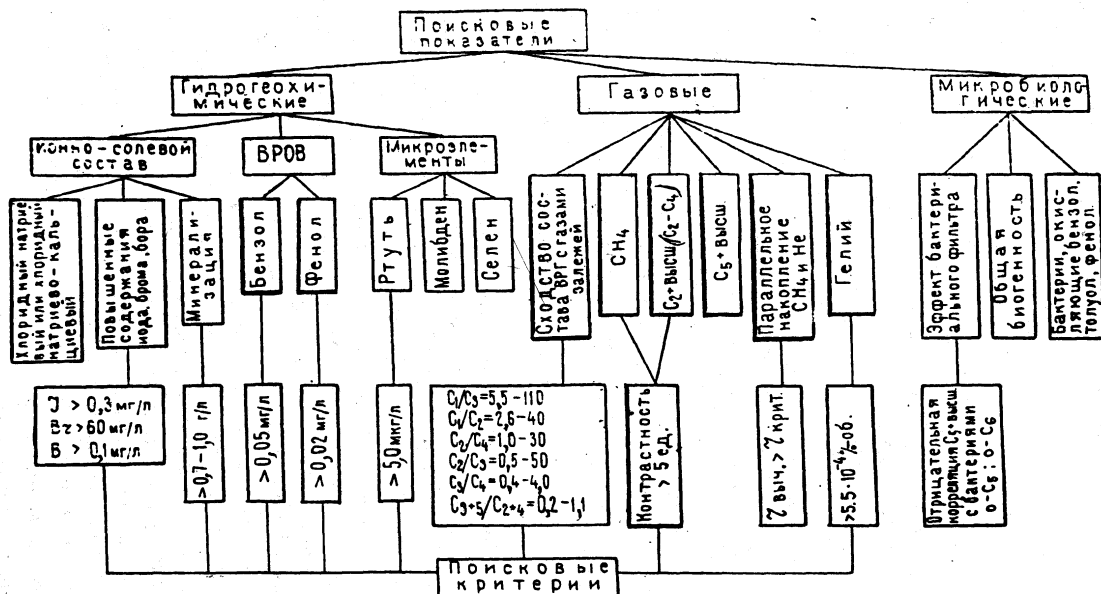


Рис. 1. Комплекс газогидробиохимических показателей нефтегазоносности для юго-западных геолого-геохимических районов (зона свободного водногазового обмена)

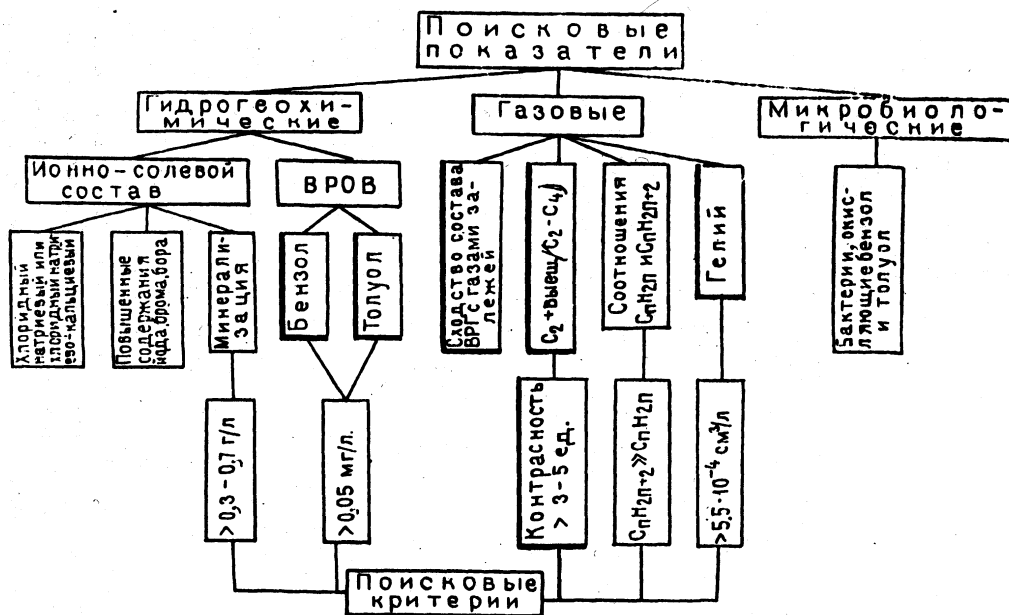


Рис. 2. Комплекс гидрогазобиохимических показателей нефтегазоносности для разрезов центрального типа (зона свободного водногазового обмена)



ков даже в пределах одного геохимического района неодинаков. Однако, во всех случаях ведущая роль принадлежит газовым показателям и показателям водорастворенных органических веществ (ВРОВ). Биогеохимические и гидрогеохимические показатели имеют подчиненное значение.

В нижней геохимической зоне на уровне продуктивных отложений влияние барьеров ослаблено, а геохимическая обстановка примерно однородна, поэтому для уровней продуктивных отложений разделение по геохимическим показателям района не требуется.

Анализ гидрогеохимических, газогидродинамических исследований глубоких и колонковых скважин, а также опубликованных по данному региону материалов, позволяет рекомендовать для уровней рифея, венда и нижнего-среднего кембрия следующий комплекс газогидрохимических показателей (рис.3).

Гидрохимические показатели рекомендуемые для нижней геохимической зоны, также как и для верхней, имеют подчиненное значение. Из гидрогеохимических показателей поисковое значение могут иметь йод, бром, бор и аммоний. В непродуктивной зоне содержание этих компонентов контролируется хлоридностью вод и их взаимосвязью друг с другом, а в ореслах рассеяния эта закономерность резко нарушается.

Оптимальный комплекс поисковых показателей с учетом выявленных закономерностей изменения состава водорастворенных газов, нефтей, конденсатов и газов залежей позволяет объективно оценить перспективы нефтегазоносности нижнего, среднего кембрия, ордовика и силура Бахтинского мега-выступа и прилегающих к нему территорий. По данным ГПНГ в пределах этой территории выделяются высокоперспективные, перспективные I и II категории зоны.

К первым отнесена территория центральной части Бахтинского мегавыступа и его западное крыло, где установлены в верхней геохимической зоне или на уровне опорных горизонтов силура-девона аномалии нефтидогенной природы, а в рассолах ангарской свиты нижнего-среднего кембрия возможно наличие газов преимущественно метанового типа. При этом плотность ресурсов неодинакова за счет наличия в ней участков кислых газов и тяжелых конденсатов метано-нафтено-ароматического состава. По второй и третьей зонам в связи с их слабой изученностью оценка перспектив не проводится.

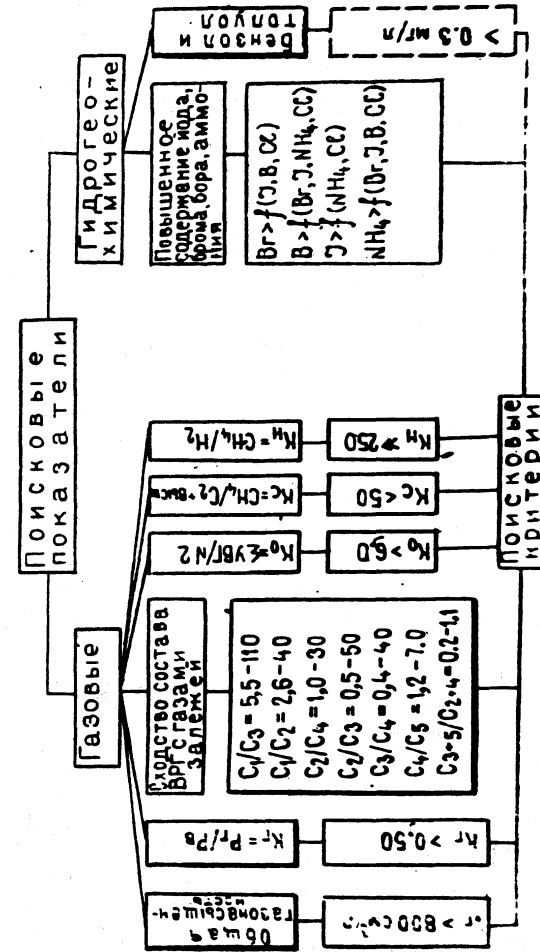


Рис. 3. Комплекс газогидрохимических показателей нефтегазоносности (зона затрудненного водообмена)

Районирование территории по геолого-геохимическим условиям в совокупности с намеченным оптимальным комплексом поисковых геохимических показателей позволяет выделить шесть зон, где возможности ГПНГ существенно различны.

Первая зона включает Байкитскую антеклизу, Катангскую седловину и южные краевые части этих структур, где на поверхность выходят в основном верхнекембрийские и ордовикские отложения. Здесь широко развита дизъюнктивная тектоника и разгрузка подземных вод, облегчающие миграцию УВ из подсолевых отложений в надсолевые, многолетнемерзлые породы (ММП) отсутствуют или имеют островной характер, насыщенность разреза траппами минимальна, а аномалии УВ преимущественно сводовые; опорные горизонты ангарской свиты нижнего-среднего кембрия залегают на небольших глубинах (650-800 м). В сочетании данные факторы позволяют отнести территорию к благоприятным для применения всех известных методов ГПНГ, в том числе аэрогеохимических и газогидробиохимических по снежному покрову.

На региональной стадии ГПНГ комплекс исследований может включать аэрогеохимические или газогидробиохимические съемки по водоисточникам и природным водам рек. В силу высокой производительности для региональной оценки предпочтительно применение аэрогеохимических съемок, опытное опробование которых выполнено ВНИИЯГГом в Катангской седловине.

На этапе выявления аномалий (прогнозно-рекогносцировочная стадия) целесообразно применение газогеохимических, битуминологических и литогеохимических методов исследований пород в скважинах мелкого (до 25-30 м) колонкового бурения.

В силу того, что аномалии иногда смещены от сводов локальных структур или контролируются структурами более высоких порядков, на стадии подготовки объектов к глубокому бурению необходима их оценка по опорным горизонтам ангарской свиты. Основой типового комплекса на этой стадии являются газовый, битуминологический и литогеохимический методы. По аналогии с Собинской площадью плотность пунктов отбора проб в зоне поисково-оценочной стадии ГПНГ должна быть не менее 0,07-0,10 скв/км<sup>2</sup>.

Вторая зона охватывает северные районы Курейской синеклизы (подзона А) и весь Бахтинский мегавыступ (подзона Б). Последняя характеризуется широкой разгрузкой глубинных нижнепалеозойских рассолов; опорные геохимические горизонты находятся на глубинах 1,0-1,5 км и доступны для оценки картируемых в верхней зоне геохимических аномалий. Поэтому здесь возможно выявление объектов газогидрогеохимическими методами по природным водам и водоисточникам в зонах разломов и колонковым бурением в комплексе с геохимическими методами.

В подзоне А опорные горизонты девона-силура залегают на глубинах 1,5 и более км, что существенно затрудняет применение поисково-оценочных ГПНГ. На региональном этапе здесь возможно применение гелиметрических и гидрохимических съемок в комплексе с аэрокосмическими съемками для картирования зон тектонических разломов.

Применение прогнозно-рекогносцировочных ГПНГ неэффективно для всей зоны из-за сложных физико-географических и геологических условий.

Третья зона включает Приенисейские линейные дислокации. Она благоприятна для применения газогидрохимических исследований на региональном этапе и поисково-оценочных ГПНГ в колонковых скважинах глубиной 0,5-1,0 км. Ведущая роль принадлежит газовому и гидрохимическому методам.

Четвертая зона приурочена к прибортовым районам Анабарской антеклизы. Геохимическими методами район практически не изучен. По геолого-геохимическим условиям он сходен с третьей зоной, отличаясь только наличием мощной толщи ММП. Вследствие того, что талики приурочены, как правило, к долинам крупных рек и служат путями миграции УВ, проведение газогидрохимических исследований предпочтительно по природным водам рек.

Пятая зона охватывает центральную и восточную часть Курейской синеклизы. На стадии выявления и подготовки объектов применение всех методов ГПНГ ограничено в связи с невозможностью дальнейшей оценки аномалий, выявляемых в верхней геохимической зоне из-за глубокого (1,5 км и более) залегания одноименных горизонтов. Вместе с этим, как показывают результаты региональных ГПНГ, полученные

ВНИИЯГГом, существует принципиальная возможность применения газогидробиогеохимических исследований по природным водам рек.

В данной зоне целесообразно проведение в параметрических и поисковых скважинах комплекса газогидродинамических и гидрохимических исследований пластовых вод, газогеохимических и битуминологических исследований пород (шлама) с целью:

- установления границ распространения зоны метановых газов в подсолевых отложениях на востоке, смешанных азотно-метановых и метановых на юго-востоке Курейской синеклизы;
- прогноза межрезервуарных и межпластовых перетоков;
- разработки геохимических показателей принадлежности вод к залежам;
- прогноза вторичных изменений коллекторских свойств перспективных горизонтов;
- выделения коллекторов по газогидрогеохимическим данным;
- выработки геохимических и битуминологических показателей диагностики зон нефтегазонакопления и оценки информативности газогидрохимических аномалий, выделенных по очагам разгрузки глубинных растворов из отложений нижнего палеозоя.

Шестая зона находится в пределах Ламско-Хантайского магапрогиба. В разрезе зоны появляются девонские соли, что неблагоприятно для постановки ГПНГ на стадии выявления и подготовки объектов к поисковому бурению.

Анализ опытного применения ГПНГ в условиях запада Сибирской платформы позволяет сделать следующие выводы:

- районы Байкитской антеклизы и Катангской седловины наиболее благоприятны для всех методов ГПНГ;
- основными показателями прогноза нефтидогенных аномалий в выявленном комплексе являются газовые и битуминологические; менее надежны гидрохимические и биохимические;
- для достоверной оценки нефтегазонаосности объектов, наряду с методами ГПНГ, необходимы газогидродинамические исследования пластовых вод, газогеохимические и битумино-

логические исследования шлама параметрических скважин, что позволит оценить потенциальные ресурсы рассеянных газов, а в комплексе с геолого-геофизическими методами даст возможность определить наиболее приоритетные направления нефтегазопроисковых работ.

#### С п и с о к л и т е р а т у р ы

1. Барташевич О. В. Нефтегазопроисковая битуминология. - М.: Недра, 1984. -244 с.
2. Битнер А. К., Жуковин Ю. А. Гидрогеологические поисковые показатели и перспективы нефтегазонаосности Бахтинского мегавыступа. - В кн.: Тез. докл. научно-практической конференции "Нефтегазонаосные комплексы перспективных земель Красноярского края. - Красноярск, 1984, с. 115-117.
3. Микроэлементы в природных водах рек южных и центральных районов Тунгусского нефтегазонаосного бассейна/ Т.Н.Бабинцева, Е.В.Стадник, Г.А.Юрин и др. - В кн.: Методы нефтегазопроисковой геохимии. - М.: ВНИИЯГТ, с. 35-43.

И.В.Каменцева

### КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО ПРОГИБА

Для оценки перспектив нефтегазоносности Енисей-Хатангского прогиба использовались структурно-тектонические, литологические, палеотектонические, геохимические критерии, а также метод количественной палеогеотермии.

Для оценки степени преобразования осадков в прогибе из керна скважин и из естественных обнажений отобрано 90 образцов, обработанных методом витринитовой термометрии. Методом количественной палеогеотермии обследованы осадочные породы прогиба по керну из скважин в интервале от 1,7 до 3,8 км и в стратиграфическом диапазоне от нижнего мела до нижней юры. Анализ этого материала позволил сделать некоторые важные выводы для оценки нефтегазоносности Енисей-Хатангского прогиба.

1. Осадочное выполнение прогиба по палеогеотермическому критерию не имеет ограничений на поиск скоплений УВ практически на всю его глубину (до подошвы юры).

2. Породы, выполняющие прогиб, имеют бурогольную, длиннопламенную и газовую стадии преобразования, благоприятные для генерации УВ и формирования залежей.

3. Во всех скважинах западной части Енисей-Хатангского прогиба на границе юрских и перекрывающих их меловых (волжских) осадков фиксируется резкий скачок в показателе отражения витринита (от 135°С до 90°С на Турковской площади в скв. 1; от 145°С до 90°С на Пеляткинской площади в скв. 15; от 155°С до 90°С на Аномальной площади в скв. 51), подтверждающий палеогеотермическое несогласие. Его количественная характеристика свидетельствует о размыве на инверсионных структурах предволжского заложения бурогольной и длиннопламенной стадий преобразования пород. Учитывая невысокий палеогеотермический градиент (около 3°С/100 м) и отсутствие проявлений магматизма в

эпоху активизации среднемезозойского цикла развития региона, во время предволжского перерыва была смыта верхнеюрская часть разреза ориентировочной мощностью около 3,0 км (В.В.Бобылев, 1985). Таким образом, можно принять время максимального прогрева юрских осадков до раннемеловым и считать, что в дальнейшем витринит юрских пород не участвовал в термогенетическом преобразовании. Этот факт имеет большое значение для восстановления путей миграции УВ в юрское время и их потерь в зонах глубоких эрозий на палеоподнятиях.

В восточной части Енисей-Хатангского прогиба (площади Восточно-Кубалахская, Новая, Озерная) в разрезах скважин скачка в показателе отражения витринита не наблюдается, а палеотемпературы постепенно увеличиваются от 90°С до 135°С с палеогеотермическим градиентом 20-30°С/1000 м. Исходя из постепенного нарастания термобарических условий, юрско-меловые отложения восточной части прогиба до глубин 5,5 км не имеют ограничений для поисков скоплений УВ по палеогеотермическому критерию. Восточная часть прогиба, судя по отсутствию в мезозойских отложениях палеогеотермических несогласий, характеризуется спокойными условиями тектонического развития с малоамплитудными вертикальными движениями, но длительными эпохами размывов.

Наиболее благоприятными с точки зрения палеогеотермического и палеотектонического критериев являются Южно-Носковская возможная зона нефтегазонакопления (ВЗГН) с палеоподнятиями Поликарповским и Носковским и выявленная Пеляткинская ЗНЗ с палеоподнятиями Песчаным и Муксунинским.

В структурно-тектоническом плане перспективны южная приплатформенная половина прогиба, включающая Жданихинский и Дудыптинско-Богандинский мегапрогибы; Северо-Сибирская моноклираль, Таймырский и Янгодо-Горбитский выступы, Южно-Таймырская моноклираль, мегавалы: Большехетский, часть Малохетского, Рассохинский, Балахнинский (но для двух последних характерно предполагаемое частичное разрушение газовых залежей за счет тектонической активизации на рубеже юрского и мелового времени (С.М.Данилкин, 1984) /3/.

Анализируя распространение юрско-меловых коллекторов и покрышек можно сказать, что в целом перспективна вся западная часть Енисей-Хатангского прогиба, исключая зоны Гольчихинской и Хабейской площадей (зона отсутствия коллектора юрского резервуара) и Семеновской, Зимней, Тампейской площадей (зона отсутствия покрышки юрского резервуара). Для изученного лучше нижнемелового регионального резервуара зона коллектора с проницаемостью до  $30 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  и открытой пористостью 15-26% протягивается регионально с запада от Соленинских площадей на восток до Новой площади (В.Я.Шерихора, 1983). Коллектор центральной части прогиба заглинизирован. На северном борту пористость коллектора 2-22%, проницаемость до  $1,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Следовательно, для нижнемелового регионального резервуара перспективными являются юго-западная часть и южный борт прогиба.

Коллекторы верхнемелового регионального резервуара с проницаемостью  $23-210 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  и открытой пористостью 13-20% занимают западную часть прогиба /2/. Максимальная мощность покрышки отмечается в Южно-Носковской ВЗНГН.

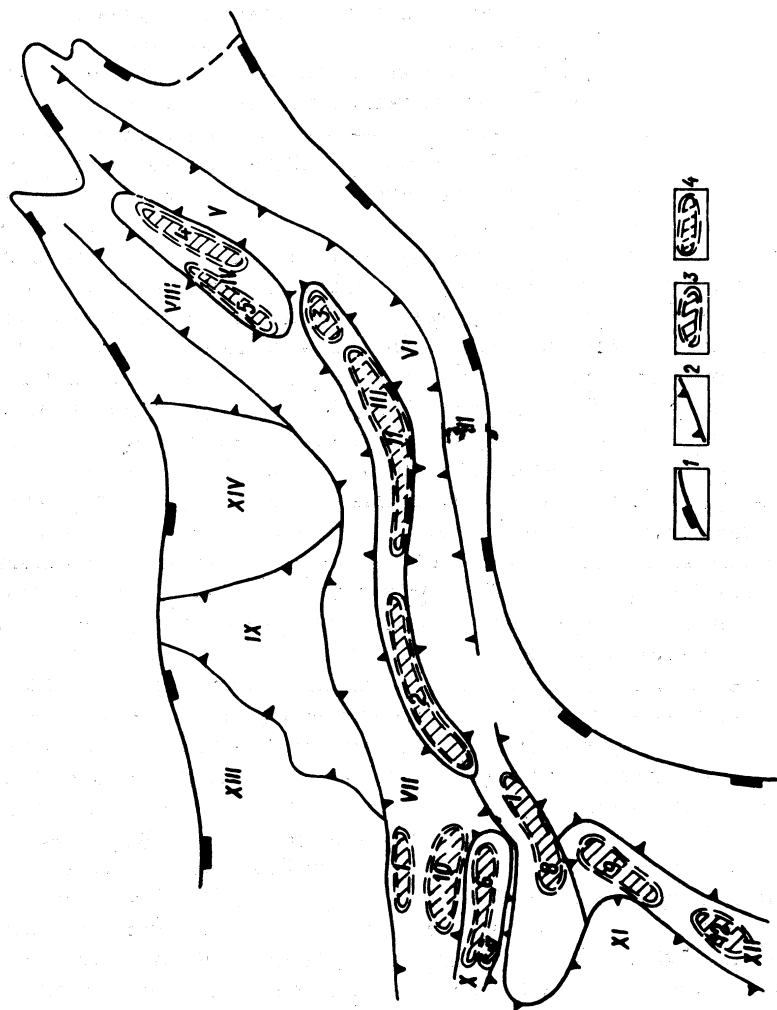
Комплексный анализ критериев оценки перспектив нефтегазоносности позволяет выделить следующие зоны нефтегазонакопления: Дерябинскую, Джангодско-Озерную, Курьинскую, Балахнинскую, Кубалахскую, Пеляткинскую, Соленинскую, Малохетскую, Сузунскую, Южно-Носковскую, Волочанскую, Лодочную (рисунок).

Дерябинская ЗНГН расположена в пределах Таймырского выступа. Здесь пока выявлено лишь одно месторождение. Джангодско-Озерная ЗНГН приурочена к западной половине Рассохинского мегавала и включает Озерное и Джангодское месторождения газа в нижнемеловых отложениях. Курьинская ЗНГН занимает восточную половину Рассохинского мегавала, и включает Озерное и Джангодское месторождения газа в нижнемеловых отложениях. Курьинская ЗНГН занимает восточную половину Рассохинского мегавала. На Новой площади выявлена непромышленная газовая залежь в вымской свите ( $J_2^{a2}$ ), перспективно Курьинское поднятие. В Волочанской ВЗНГН мощность юрско-меловых отложений сокращена до 1,0 км.

Ее перспективы, несмотря на крупные размеры, оцениваются как незначительные, так как судя по данным бурения на Тундровой площади, здесь были неблагоприятными условия сохранности залежей УВ. Аналогичное строение имеет и Владимирский вал, где установлена высокая трещиноватость всего вскрытого разреза. В Пеляткинской ЗНГН разведано одноименное месторождение в сухоудинской свите ( $K_1^{V2-h}$ ), а бурение на других площадях зоны (Турковская, Ушаковская) не увенчались успехом. Положительные результаты получены на Яровской площади. На северном склоне зоны сеймостратиграфическими исследованиями установлена область распространения наклонных сейсмических границ верхнеюрско-нижнемеловых (неокомских) отложений, в которых была подготовлена Средне-Яровская АТЗ (О.Е.Моргунов, 1979). При бурении АТЗ не подтвердилась и природа наклонных сейсмических границ не ясна. Для решения этой проблемы, имеющей важное значение для прогноза неантиклинальных ловушек, необходимо осуществить бурение параметрической скважины на Южно-Носковском поднятии, которое с Поликарповским составляет Южно-Носковскую ВЗНГН. Соленинская ЗНГН, располагаясь на западном погружении Малохетского вала, объединяет Северо- и Южно-Соленинское, Мессояхское месторождения УВ. Здесь продуктивны валанжин-сеноманские отложения. Малохетская зона приурочена к одноименному валу и включает небольшое газовое месторождение Зимнее и газопроявления на Нижнехетской площади. В целом зона характеризуется неблагоприятными условиями консервации газовых скоплений.

В восточной половине Енисей-Хатангского прогиба, кроме упомянутой Курьинской, известна Балахнинская и выявленная в 1986 г. новая Кубалахская ЗНГН. В последней в отложениях вымской свиты на глубине 3,55 км вскрыта газовая залежь с аномально высоким (около 600 атм) пластовым давлением. На Восточно-Кубалахской площади резко, до 2,0 км, увеличивается мощность нижнемеловых песчаных отложений, содержащих хорошие коллекторы, однако в разрезе не выявлен флюидоупор. Все перечисленные ЗНГН Енисей-Хатангского ГНО приурочены к зонам поднятий, конседиментационно развивающихся, начиная с триаса.

Важнейшее значение для региона имеет проблема оценки перспектив нефтегазоносности юрских и нижезалегающих



Схематическая тектоническая карта Енисей-Хатангского прогиба:

1 - границы НГО; 2 - контуры крупных тектонических элементов; 3 - выявленные зоны нефтегазонакопления; 4 - возможные зоны нефтегазонакопления. Крупные тектонические элементы: I - Малохетский вал; II - Северо-Сибирская моноклинал; III - Рассохинский мегавал; IV - Балахнинский мегавал; V - Жданихинский мегапрогиб; VI - Дудынтинско-Боганидский мегапрогиб; VII - Носковско-Агаповский мегапрогиб; VIII - Пайтурминский мегапрогиб; IX - Южно-Таймырская моноклинал; X - Танамский свод; XI - Пендомаянская владина; XII - Большехетский мегавал; XIII - Таймырский выступ; XIV - Янгодо-Горбитский выступ. Зоны нефтегазонакопления: 1 - Дерябинская, 2 - Джангодско-Озерная, 3 - Курьинская, 4 - Балахнинская, 5 - Кубалахская, 6 - Сузунская, 10 - Южно-Носковская, 11 - Волочанская, 12 - Лодочная

триасовых отложений, Именно с первыми связывают возможную нефтеносность Енисей-Хатангской ГНО, так как нижнемеловые угленосные отложения продуцировали преимущественно газовые УВ. Изученность юры в западной половине прогиба по-прежнему является низкой. Лучше изучена его восточная часть. Здесь ОВ юрских глинистых отложений, накапливавшееся в прибрежно-морских условиях, гораздо более обогащено сапропелевым компонентом, чем нижнемеловой угленосный комплекс. Однако в его составе все же преобладает гумусовая составляющая за счет мелко рассеянного углефицированного растительного детрита (С.М.Данилкин, 1984)/3/. Вследствие этого, юрские материнские толщи генерировали преимущественно газ и в меньшей степени жидкие УВ. Тем не менее, обнаружение нефтяных залежей в регионе не исключается. На востоке в юрских, преимущественно глинистых отложениях, практически отсутствуют резервуары с хорошими емкостно-фильтрационными свойствами. Условия формирования юрских отложений были едиными на всей территории Енисей-Хатангского прогиба, поэтому на западе региона вряд ли можно будет ожидать, что в юрских отложениях появятся лучшие коллекторы, чем на востоке (С.М.Данилкин, 1987). Кроме того в терригенных отложениях ем-

костно-фильтрационные свойства с глубиной ухудшаются. Однако, благоприятными ловушками УВ могут быть зоны палеоподнятий, эродированных в предмеловое время с образованием дополнительных емкостей за счет гипергенных процессов в юрских породах (поднятия Турковское, Аномальное, Пеляткинское, Суходудинское, Песчаное, Крестовское, Муксунихинское, Пайяхское, Поликарповское). За счет этих процессов происходит разуплотнение песчаных отложений и формируются дополнительные коллекторы, у которых экраняющими толщами являются морские глинистые с повышенными свойствами герметизации менее преобразованные осадки раннего мела. Видимо, таков механизм формирования нижних залежей Дерябинского, Хабейского, Зимнего и залежи Нижнехетского месторождений. Для более уверенной оценки нефтегазоносности юрских отложений необходимо осуществить бурение двух-трех глубоких (5,0 км) параметрических скважин.

Исходя из предложенной оценки перспектив нефтегазоносности в Енисей-Хатангской ГНО предлагается пробурить параметрические скважины в пределах Янгодо-Горбитского выступа, в восточной части Южно-Таймырской моноклинали, на Северо-Сибирской моноклинали. Кроме того, желательно осуществить бурение параметрических скважин в прогибах, окаймляющих центральную осевую Танамо-Владимирскую группу поднятий и в Пейдомаяхской впадине, что в комплексе с сейсмостратиграфическими исследованиями позволит дать прогноз наличия неантиклинальных ловушек на бортах поднятий и прогибов. Первоначально необходимо пробурить скважины на северном склоне Танамского свода и Малохетского вала.

Перспективными для поисков нефти и газа следует считать отложения на границе юрского и мелового периодов на Паяхском, Кубинском, Байкаловском и Токачинском поднятиях.

#### С п и с о к л и т е р а т у р ы

1. Б о б ы л е в В. В. Цикличность мезозойско-кайнозойского комплекса севера Сибирской платформы. - Специфичность геологических условий и нефтегазоносности Сибири при выборе направлений поисково-разведочных работ. - М.: Гр.ВНИГНИ, 1985, с.162-169.

2. Г е о л о г и я нефти и газа Сибирской платформы/ Под ред. А.Э.Конторовича, В.С.Суркова, А.А.Трофимука. - М.: Недра, 1981. -542 с.

3. Д а н и л к и н С. М. Прогноз нефтегазоносности восточной части Енисей-Хатангского прогиба. - Советская геология, № 1, 1984, с.15-23.

УДК 553.98:551.763.1(571.51)

Л.Л.Кузнецов, Д.П.Куликов

#### НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ БОЛЬШЕХЕТСКО-ТАГУЛЬСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Большехетско-Тагульская зона нефтегазонакопления (ЗНГН) объединяет локальные поднятия Большехетского (Сузунского) вала и Тагульской зоны поднятий, дугообразно окаймляющих с востока и юго-востока Пендомаяхскую (Большехетскую) впадину. По нефтегазогеологическому районированию она относится к северо-восточной части Сидоровского нефтегазоносного района Пур-Тазовской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (рис. 1).

Степень изученности зоны сейсморазведочными работами довольно высокая, но неравномерная. Наиболее освоены присводовые части Большехетского вала и Тагульской зоны поднятий, где детальными сейсморазведочными исследованиями подготовлены к поисковому бурению шесть локальных поднятий (Токачинское, Сузунское, Ванкорское, Лодочное, Тагульское и Русско-Реченское) и выявлено одно (Тайкинское). К югу от Тагульского поднятия предполагаются еще два небольших объекта. В настоящее время введены в глубокое бурение пять подготовленных структур, т.е. резервный фонд перспективных объектов практически исчерпан. На Лодочном,

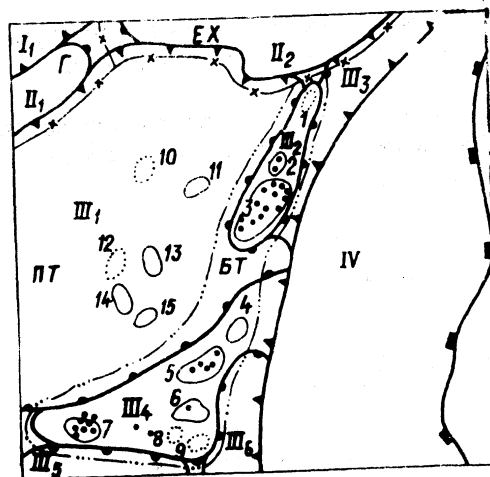


Рис. 1. Схема структурно-тектонического районирования северной части Западно-Сибирской плиты:

1 - границы плит; 2 - границы надпорядковых структур; 3 - границы структур 1 порядка; 4 - локальные поднятия: а - подготовленные, б - выявленные; 5 - границы НГО; 6 - границы Большехетско-Тагульской ЗНГН; 7 - глубокие скважины. 1-15 - структурно-тектонические элементы: I - Ямало-Гыданская синеклиза (I<sub>1</sub> - Антипаютинская мегавпадина); II - Мессояхская гряда (II<sub>1</sub> - Нижне-Мессояхский мегавал; II<sub>2</sub> - Соленинско-Малохетский мегавал); III - Надым-Тазовская синеклиза (III<sub>1</sub> - Пендомаяхская мегавпадина; III<sub>2</sub> - Большехетский вал; III<sub>3</sub> - Долганский мегапрогиб; III<sub>4</sub> - Тагульская зона поднятий; III<sub>5</sub> - Нижне-Тазовский мегапрогиб; III<sub>6</sub> - Средне-Туруханский мегапрогиб); IV - Приенисейская моноклиза. 1-15 - Локальные поднятия: 1 - Тайкинское, 2 - Токачинское, 3 - Сузунское, 4 - Ванкорское, 5 - Лодочное, 6 - Тагульское, 7 - Русско-Реченское, 8, 9 - Южно-Тагульские I и II, 10 - Гулямское, 11 - Чарское, 12 - Янгусское, 13 - Вадинское, 14 - Северо-Туколандское, 15 - Туколандское. Г - Гыданская НГО, ЕХ - Енисей-Хатангская НГО, ПТ - Пур-Тазовская НГО



1 - Ямало-Гыданская синеклиза (I<sub>1</sub> - Антипаютинская мегавпадина); II - Мессояхская гряда (II<sub>1</sub> - Нижне-Мессояхский мегавал; II<sub>2</sub> - Соленинско-Малохетский мегавал); III - Надым-Тазовская синеклиза (III<sub>1</sub> - Пендомаяхская мегавпадина; III<sub>2</sub> - Большехетский вал; III<sub>3</sub> - Долганский мегапрогиб; III<sub>4</sub> - Тагульская зона поднятий; III<sub>5</sub> - Нижне-Тазовский мегапрогиб; III<sub>6</sub> - Средне-Туруханский мегапрогиб); IV - Приенисейская моноклиза. 1-15 - Локальные поднятия: 1 - Тайкинское, 2 - Токачинское, 3 - Сузунское, 4 - Ванкорское, 5 - Лодочное, 6 - Тагульское, 7 - Русско-Реченское, 8, 9 - Южно-Тагульские I и II, 10 - Гулямское, 11 - Чарское, 12 - Янгусское, 13 - Вадинское, 14 - Северо-Туколандское, 15 - Туколандское. Г - Гыданская НГО, ЕХ - Енисей-Хатангская НГО, ПТ - Пур-Тазовская НГО

Тагульском и Токачинском поднятиях ведется поисковое бурение, на Сузунском и Русско-Реченском - разведочное.

В центральной части на восточном борту Пендомаяхской впадины подготовлены к бурению четыре поднятия (Чарское, Вадинское, Северо-Туколандское и Туколандское) и два выявлены (Гулямское и Янгусское). Однако в целом территория впадины изучена сейсморазведкой слабо, особенно ее приобортовые зоны.

Геологический разрез в пределах рассматриваемой территории представлен доюрскими породами, слагающими складчато-метаморфический фундамент и промежуточный структур-

ный этаж Западно-Сибирской плиты и перекрывающими их мезозойско-кайнозойскими породами осадочного чехла.

Бурением изучена только верхняя часть разреза чехла до глубины 3,5 км, включающая меловые, верхнеюрские и кровельную часть среднеюрских отложений.

Средне- и верхнеюрские породы вскрыты на Сузунской площади в скв. 2. Кровля средней юры залегает на глубине 3218 м. По данным скважинных геофизических исследований среднеюрские отложения здесь имеют алевроито-песчаный состав. Верхнеюрская толща залегает в интервале 2840-3218 м (мощность 358 м). Она имеет одностороннее строение, представлена глинисто-алевролитовыми породами. Песчаные отложения в составе верхней юры отсутствуют. По литологическому составу верхнеюрская толща подобна однообразным отложениям, вскрытым в западной части Енисей-Хатангского прогиба на Дерябинской, Средне-Яровской и других площадях, где они выделяются как гольчихинская свита /3/, либо как нижняя подсвита дерябинской свиты /2/. На Ямале верхнеюрские алевроито-глинистые отложения выделяются в лабытнангскую свиту, а в Северном Зауралье - в даниловскую свиту /1/.

Нижнемеловые отложения, как и в Енисей-Хатангском прогибе, расчленяются на нижнехетскую, суходудинскую, малохетскую и яковлевскую свиты, а верхнемеловые - на долганскую, дорожковскую, насоновскую, мессояхскую (салпадинскую) и танамскую свиты (Н.И. Байбародских, Е.П. Бро, С.А. Гудкова и др., 1968).

На первом этапе нефтегазопроисковых работ, начавшемся 70-е годы, поисковое бурение проводилось только на Сузунском поднятии, где были открыты две газовые залежи в отложениях суходудинской свиты. Этим была подтверждена региональная промышленная газоносность суходудинской свиты, являющейся основным объектом разработки в Норильском газодобывающем районе.

Было установлено, что на Сузунском месторождении суходудинская толща имеет преимущественно песчаный состав. Единичные пласты-флюидоупоры локального значения присутствуют лишь в его нижней части, что значительно ограничивает перспективы газоносности этой толщи на Большехетском



валу. В пределах Тагульской зоны поднятий, как показали проведенные позднее буровые работы, разрез толщи еще более опесчанивается. Вероятно, более перспективна эта толща на восточном борту Пендомаяхской впадины и в ее центральных районах, где по данным сейсморазведки предполагается глинизация нажнемелового разреза.

На втором этапе поисково-разведочных работ, начавшемся в 1984 г., были продолжены работы на Сузунском месторождении, а также введены в глубокое бурение несколько новых структур. В период 1984–1987 гг. были открыты газонефтяные залежи на Сузунском, Русско-Реченском, Лодочном, Тагульском и Токачинском поднятиях, приуроченные к песчаному горизонту  $Hx_1$  в верхней части нижнехетской свиты и к базальной пачке песчаных пластов в основании этой свиты (мангазейская толща). Кроме того, на Лодочном поднятии были открыты две газонефтяные залежи в отложениях яковлевской свиты и одна газовая залежь в кровле малохетской свиты.

Полученные результаты доказали промышленную нефтегазоносность нижнемеловых отложений Большехетско-Тагульской зоны, имеющей очень благоприятное географо-экономическое положение.

Анализ материалов глубокого бурения и сейсморазведки позволяет охарактеризовать строение и нефтегазоносность нижнехетской и яковлевской толщ неокомского нефтегазонасного комплекса, выявленных в пределах Большехетско-Тагульской ЗНГН, и сделать выводы о дальнейших направлениях геофизических исследований и буровых работ в северо-восточной части Сидоровского нефтегазонасного района.

Нижнехетская нефтегазонасная толща залегает в основании разреза нижнего мела. В пределах рассматриваемой территории она включает в себя два субрегиональных резервуара.

Нижний резервуар, мангазейский, объединяет алеврито-песчаные коллекторы базальной пачки нижнехетской свиты и имеет сложное строение. Образующие его алеврито-песчаные тела не выдержаны по простиранию и, вероятно, имеют гидродинамическую связь между собой. Общая мощность мангазейского резервуара, включая непроницаемые глинисто-алевритовые породы, изменяется от 80 м в Сузунской скв. 2 до 240 м в Тагульской скв. 1 (рис. 2). Кровля резервуара на

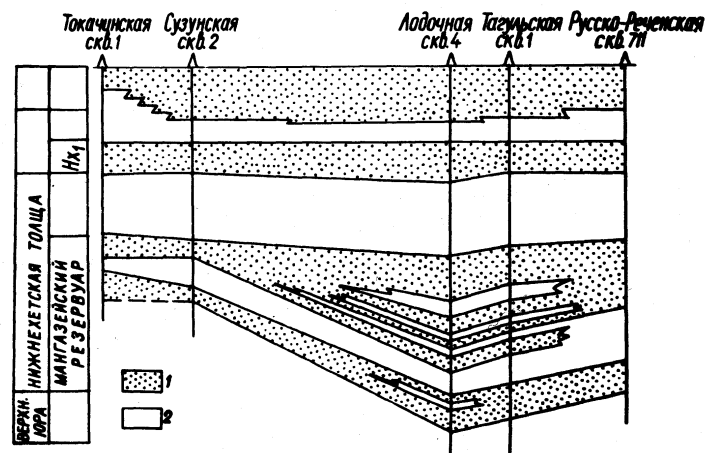


Рис. 2. Схема строения нижнехетской нефтегазонасной толщи:

1 — алеврито-песчаные породы; 2 — алеврито-глинистые породы

Сузунской площади залегает на абсолютных отметках около  $-2700$  м, постепенно погружаясь на западном и юго-западном направлениях. Наибольшая глубина залегания этой поверхности фиксируется на Русско-Реченской площади, где она составляет  $-3200-3250$  м.

Нефтегазоносность резервуара установлена на Сузунской, Лодочной и Русско-Речинской площадях.

Коллекторские свойства пород мангазейского резервуара невысоки, средние значения открытой пористости составляют 14–16%, проницаемости  $0,2-3,5 \cdot 10^{-18} \text{ м}^2$ .

Верхний резервуар, сузунский, объединяет проницаемые породы песчаного горизонта  $Hx_1$ , залегающего вблизи кровли нижнехетской свиты. Он отделен от нижнего резервуара мощной (до 100 м) однородной алеврито-глинистой пачкой, служащей надежной крышкой для мангазейского резервуара.

Песчаный горизонт  $Hx_1$  имеет субрегиональное развитие. Он вскрыт на всех разбуренных площадях в пределах

Большехетско-Тагульской зоны. Характерной особенностью горизонта является постоянство его общей мощности. При широком распространении горизонта она изменяется от 30 до 46 м. Песчаные проницаемые породы обычно приурочены к кровле горизонта, причем содержание их очень непостоянно. Если на Лодочной и Тагульской площадях они составляют до 60-70% от общей мощности горизонта, то на Сузунской площади их содержание не превышает 20-30%, а в районе Сузунских скв. 18, 10, 16, 14 и Токачинской скв. 1 наблюдается полное литологическое замещение песчаников непроницаемыми алевритовыми разностями при сохранении общей мощности горизонта.

Коллекторские свойства песчаников сузунского резервуара несколько выше, чем мангазейского: средние значения открытой пористости составляют на Лодочном месторождении 20-21%, а проницаемости - 2,5-100·10<sup>-18</sup> м<sup>2</sup>.

Покрышкой для резервуара является кровельная алеврито-глинистая пачка нижнехетской свиты, надежно отделяющая его от вышележащих песчаных коллекторов суходудинской свиты.

Сузунский резервуар нефтегазоносен на всех разбуренных в настоящее время площадях - Токачинской, Сузунской, Лодочной, Тагульской и Русско-Реченской.

Результаты лабораторных исследований нефти, отобранной из Сузунской скв. 3 с глубины 2645-2653 м (горизонт Нх<sub>1</sub>), показывают, что нефть является малосернистой (серы - 0,06%), малосмолистой (смола силикагелевых - 1,81%) и высокопарафиновой (содержание парафина 6,12% с температурой плавления 50°С); потенциальное содержание фракций, выкипающих до 200°С - 24,25%, до 350°С - 57,95%.

Залежи УВ в сузунском резервуаре относятся к пластовому сводовому типу, на Русско-Реченском, Сузунском и Токачинском месторождениях ловушки осложнены литологическими экранами. Линии литологических замещений имеют субмеридиональное простирание, что позволяет сделать предположение о формировании литолого-фациальной зональности горизонта Нх<sub>1</sub> в прибрежно-морских условиях, в зоне шельфа Западно-Сибирского раннемелового палеобассейна.

Яковлевская нефтегазоносная толща приурочена к нижней (аптской) части разреза одноименной свиты, представленной

переслаиванием алеврито-глинистых и песчаных пачек, мощность которых нередко достигает 80 м. Породы имеют континентальный и лагунно-континентальный генезис, о чем свидетельствует обильная угленосность толщи, выражающаяся в присутствии рассеянного углефицированного растительного детрита и многочисленных пластов углей.

Литологические пачки яковлевской свиты не выдержаны по простиранию, что затрудняет даже их межскважинную корреляцию. Средняя часть свиты характеризуется повышенной глинистостью. Вероятно, глинистые пачки этого уровня являются региональным флюидоупором для залегающих ниже песчаных пластов.

Наличие субрегионально развитых непроницаемых глинистых пачек в составе яковлевской свиты позволяет считать высокоперспективными перекрываемые ими песчаные пласты. Этот вывод обосновывается также результатами работ на Лодочной площади, где в скв. 2 и скв. 3 при опробовании песчаных пластов в нижней части свиты получены промышленные притоки нефти и газа.

Таким образом, в пределах Большехетско-Тагульской зоны открыты залежи нефти и газа в отложениях нижнехетской, суходудинской, малохетской и яковлевской свит, что свидетельствует о высокой перспективности всего разреза нижнего мела. Размещение залежей нефти и газа в пределах этой территории контролируется структурным и литологическим факторами, влияние которых на нефтегазоносность конкретных продуктивных толщ неодинаково.

Например, на размещение залежей в сузунском резервуаре существенное влияние оказывает литологическая неоднородность горизонта Нх<sub>1</sub>. Это влияние выражается в том, что даже в благоприятных структурных условиях вследствие полного замещения коллекторов горизонт может не содержать УВ. Такая ситуация наблюдается на восточном крыле и юго-западной периклинали Сузунского поднятия, где в скв. 18, 10, 16 и 14 установлены зоны замещения песчаников горизонта Нх<sub>1</sub> алевролитами.

Не менее существенное влияние оказывает литологический фактор и на нефтегазоносность суходудинской и малохетской свит, в составе которых глинистые пласты - флюидо-

упоры имеют ограниченное развитие. Так, например, появление глинистых пластов в нижней части суходудинской свиты на Сузунском поднятии привело к образованию залежей газа, тогда как на расположенных южнее Лодочном и Тагульском поднятиях эта часть разреза имеет опесчаненный состав и является бесперспективной, несмотря на наличие структуры.

По материалам последних сейсморазведочных исследований на Чарской площади можно прогнозировать повышение перспектив нефтегазоносности разреза неокома (верхней половины) за счет его глинизации и приобретения ритмичного строения.

Напротив, в размещении залежей в нижней части яковлевской свиты в пределах Большехетско-Тагульской зоны большую роль играют структурные условия, так как глинистые пачки — флюидоупоры в составе свиты имеют региональное распространение и надежно экранируют нижележащие песчаные пласты на всей рассматриваемой территории.

При дальнейших поисково-разведочных работах на нефть и газ в нижнемеловых отложениях должны обязательно учитываться различия в степени влияния литологического и структурного факторов на нефтегазоносность конкретных горизонтов неокомского комплекса.

Повышению эффективности поисково-разведочных работ в отложениях нижнехетской и суходудинской свит будет способствовать углубленный анализ материалов сейсморазведки МОГТ в комплексе с данными бурения. Рассмотрение сейсморазведочных данных по Сузунской площади с позиций сейсмодинамического анализа в тесной увязке с материалами бурения показывает, что важные особенности строения нижнехетской и суходудинской свит, такие как изменение литологического состава пород нефтегазоносных горизонтов или появление в песчаном разрезе глинистых пластов, находят достаточно четкое отражение на временных разрезах. На этой основе могут быть построены литолого-фациальные карты для конкретных горизонтов, использование которых должно стать обязательным элементом планирования буровых работ наравне с применением материалов структурных построений.

В процессе строительства скважин на находящихся в бурении и, особенно, на вновь вводимых в бурение площадях

необходимо испытывать все выявленные по данным ГИС горизонты-коллекторы, залегающие под зональными и локальными крышками. Методика нефтегазопроисковых работ, учитывающая качество и выдержанность флюидоупоров, хорошо зарекомендовала себя как при поисково-разведочных работах на месторождениях Норильского газодобывающего района, так и при поисках новых залежей нефти и газа в пределах Большехетско-Тагульской ЗНГН.

В размещении залежей УВ в кровле малохетской свиты и в нижней части яковлевской свиты главную роль играет структурный фактор, так как эти толщи в целом не подвержены резким изменениям строения и состава. Поэтому для успешного проведения поисково-разведочных работ на эти толщи достаточно надежной структурной основы.

Материалы сейсморазведочных исследований МОВ показывают, что в пределах Большехетско-Тагульской зоны в наиболее благоприятных структурных условиях по сейсмическому горизонту 1<sup>0</sup>, приуроченному к средней части яковлевской свиты, находятся Тагульское, Ванкорское и Токачинское поднятия, а также северная часть Лодочного поднятия (район скв. 2). На Сузунском поднятии наиболее перспективной по уровню верхов малохетской свиты и низов яковлевской свиты является ее северная часть в районе скв. 1 и 19.

В пределах выделенных перспективных участков пробурен ряд скважин, результаты испытания которых и материалы интерпретации данных ГИС свидетельствуют о нефтегазонасыщении коллекторов в кровле малохетской свиты и в яковлевской свите.

При дальнейших буровых работах на этих перспективных участках необходимо целенаправленно исследовать комплексом ГИС малохетско-яковлевскую толщу и качественно провести испытание всех возможно нефтегазоносных объектов.

Также при дальнейших поисково-разведочных работах в пределах Большехетско-Тагульской зоны необходимо обратить серьезное внимание на верхнемеловые отложения, которые имеют строение, весьма благоприятное для нефтегазонакопления. Нижняя часть разреза верхнего мела, вероятно, может быть выделена в самостоятельный нефтегазоносный комплекс, в котором резервуаром будут служить алевроитопесчаные породы верхней части яковлевской и долганской

свит, а региональным флюидоупором – глинистые отложения дорожковской свиты туронского возраста. Подошва этого флюидоупора фиксируется отражающим сейсмическим горизонтом 1<sup>а</sup>, который отличается хорошей прослеживаемостью. Структурные построения по этому горизонту показывают, что наиболее крупная антиклинальная ловушка, образуемая туронским глинистым флюидоупором, картируется на Ванкорском поднятии, амплитуда которого по сейсмическому горизонту 1<sup>б</sup> достигает 100 м, а площадь превышает 200 км<sup>2</sup>.

Это позволяет предполагать на Ванкорском поднятии наличие крупной залежи УВ на глубинах 1,0–1,15 км. При проведении буровых работ рекомендуется предусмотреть выполнение необходимого комплекса скважинных геофизических исследований и опробование этого интервала в процессе бурения и в колонне.

Еще одним перспективным объектом для поисков нефти и газа, вероятно, являются среднеюрские отложения. Пока они вскрыты только на Сузунской площади в скв. 2, где по данным ГИС в кровле толщи под верхнеюрской глинистой покрышкой выделяется высокоомный, возможно нефтегазонасыщенный песчаный пласт, являющийся аналогом регионально нефтегазонасыщенного горизонта Ю<sub>2</sub>, одного из основных нефтегазонасыщенных горизонтов в смежных районах Западной Сибири. Перспективным планом поискового бурения предусматривается вскрытие и испытание среднеюрского комплекса на всех без исключения структурах Большехетско–Тагульской зоны, включая уже находящиеся в бурении.

Значительная часть Пендомаяхской впадины покрыта редкой сетью профилей, при которой могли остаться незамеченными структуры площадью 300 км<sup>2</sup> и менее крупных, поэтому дальнейшие геофизические работы должны быть направлены, наряду с детализацией уже выявленных структур, на равномерное сгущение региональной сети профилей с доведением ее плотности до 0,2–0,4 пог.км/км<sup>2</sup>. В результате этих работ, несомненно, будут выявлены новые структуры, которые пополнят практически исчерпанный в настоящее время резервный фонд структур, а это позволит расширить фронт бурения и будет способствовать более динамичному приросту запасов УВ в северных районах Красноярского края.

В качестве первоочередных районов для проведения сейсморазведочных работ с целью детализации общего структурного плана предлагаются район сочленения Ванкорского и Сузунского поднятий, район между Лодочным и Туколандским поднятиями, район к юго-востоку от Тагульского поднятия и к северу от Вадинского.

Для оценки нефтегазоносности разреза неокомских и апт-альб-сеноманских отложений в пределах Пендомаяхской впадины рекомендуется ввести в поисковое бурение Чарское, Вадинское, Северо-Туколандское и Туколандское поднятия.

Таким образом, в настоящее время в пределах Большехетско–Тагульской ЗНГН выявлены новые промышленно продуктивные и перспективные нефтегазонасыщенные толщи. Это дает основания предполагать, что в недалеком будущем на их основе может быть сформирован крупный нефтегазодобывающий район на севере Красноярского края.

#### С п и с о к л и т е р а т у р ы

1. Б р а д у ч а н Ю. В., Я с о в и ч Г. С. Даниловская свита (Западная Сибирь). – Тр. ЗапСибНИГНИ, Тюмень, 1984, вып. 188, с. 31–39.
2. К а р ц е в а Н. Н., К у з н е ц о в Л. Л., О б р а з к о в а В. П. Новые данные по стратиграфии юрских и меловых отложений в западной части Енисей–Хатангского прогиба. – В кн.: Реперные горизонты верхнего палеозоя и мезозоя Севера европейской части СССР и Сибири. – Л.: 1983, с. 96–100.
3. К у к у ш к и н а Т. С., К и с л у х и н В. И. Районирование верхнеюрских осадочных образований по типам разрезов (заплярные районы Западной Сибири). – Тез. докл. У1 научно-технической конференции молодых ученых ЗапСибНИГНИ. – Тюмень: 1983, с. 20–21.

А.В.Кондаков

### ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРЕДВЕРХОЯНСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА С ПОЗИЦИЙ ГЛОБАЛЬНОГО СРАВНИТЕЛЬНО-ТЕКТОНИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

В системе мезозойских прогибов, окаймляющих древнюю Сибирскую платформу, к типичным краевым прогибам (КП); можно отнести только Предверхооянский. Согласно представлениям Ю.М.Пушаровского (1959) этот прогиб не содержит в разрезе осадочного чехла моласс, т.е. типоморфных для КП формаций. Завершающие процессы развития Верхояно-Колымской геосинклинали протекали относительно спокойно (по сравнению например, с альпийскими КП) и длительное время. Это обусловило невыраженность основных характерных особенностей, присущих молассовым формациям.

Предверхооянский КП, включающий Вилюйскую гемисинеклизу, является одним из наиболее протяженных нефтегазоносных бассейнов (НГБ) краевых прогибов. Длина его составляет 1800 км, а площадь — около 340 тыс. км<sup>2</sup>. Изученность его относительно высока в пределах гемисинеклизы, где выявлены газоконденсатные месторождения, и весьма низка на территориях собственно КП. До настоящего времени вопрос о возрасте нижней границы орогенного комплекса от триаса до верхнего мела является дискуссионным. Автор разделяет мнение А.Ф.Сафронова (1980) о нижнемеловом возрасте подошвы угленосной молассы. Примерно с аптского времени в ленской ветви КП и альба в его центральной зоне в разрезе угленосной толщи появляется характерный валунно-галечный материал, снесенный с горного обрамления. По другим данным грубые молассы в разрезе КП появляются в баррем-позднеготеривское время.

В целом меловые отложения представлены чередованием существенно песчаных толщ и менее значительных пачек переслаивания алевролитов, глин и углей. Суммарная толщина мо-

лассы достигает в Линденской субдепрессии 3,5 км. А.Ф. Сафронов отметил, что в пределах внутреннего борта КП не фиксируется уменьшение толщины молассы. Кроме того, показано, что пликативные деформации в этой зоне упрощаются с глубиной. Это допускает предположение о залегании моласс под чешуями надвигов более древних пород на больших расстояниях /4/. Характерными особенностями моласс Предверхооянского КП являются: преобладание континентальных озерно-болотных фаций, фациальная невыдержанность по площади и разрезу, значительные градиенты толщин и песчанистость (80%), чередование угленасыщенных и безугленосных серий, отсутствие региональных глинистых покровов. Большинство специалистов молассы Предверхооянского КП относятся к категории бесперспективных на нефть и газ /3/.

Для выяснения ряда параметров строения и потенциальной нефтегазоносности Предверхооянского КП с позиций глобального сравнительно-тектонического анализа, автором привлечен материал по большинству однотипных НГБ КП. Молассы имеются во всех КП мира. Их толщина колеблется от 1,0-2,0 (Предкопетдагский и др.) до 12,0 км (Предгималайский). Первоначальная толщина моласс, часто намного больше таковой в современном вертикальном разрезе в силу клиноформного их залегания. Некоторые НГБ КП полностью выполнены орогенным комплексом (Кохат-Потварский, Бенгальский и др.), в том числе и с преобладанием континентальных отложений. Типичные молассы начинают и завершают формационные ряды орогенного комплекса большинства КП, почти все они проходят полный цикл: нижняя моласса, специфические молассы (угленосные, соленосные, терригенно-карбонатные или карбонатные) — верхняя континентальная моласса. Паралические угленосные молассы в разрезе КП обычно тяготеют к нижним, а лимнические — к верхним частям орогенного комплекса /1/.

НГБ КП обычно состоят из двух-трех, реже четырех-пяти субдепрессий, разделенных поперечными поднятиями, играющими значительную роль в процессах нефтегазоаккумуляции. Субдепрессии по простиранию НГБ КП существенно отличаются полнотой слагающих их формаций, толщинами отдельных составляющих осадочного чехла, морфологией

складок и др. Общими характерными особенностями строения НГБ КП мира являются большие толщины ( $> 5,0$  км) и скорости накопления моласс ( $100-200$  м/млн.лет), асимметрия строения внешних платформенных и внутренних бортов, четкая продольная зональность: тектоническая, литолого-фациальная, геохимическая, гидрогеологическая, геотермическая и др.

В составе их осадочного чехла значительна доля молассовых терригенных формаций (морских, мелководно-морских, дельтовых и озерно-континентальных). Напряженность складчатости и нарушенности разломами чехла НГБ КП возрастает от внешних к внутренним бортам, осложненным высокоамплитудными (до  $1,5-2,0$  км) линейными складками и многочисленными разломами, в том числе и крупными надвигами, покровами и сдвигами. В настоящее время этим зонам уделяется большое внимание в связи с прогнозированием ловушек в автохтонных отложениях в ряде НГБ КП. Внешним бортам характерно наличие флексуобразных зон выклинивания моласс.

Выделяемые в современной структуре НГБ КП являются основным местилещем разведанных запасов нефти, газа и газового конденсата на земном шаре. Оценки ресурсов УВ зарубежных НГБ КП, с учетом высоковязких нефтей и природных битумов достигают астрономического уровня — около  $6,5 \cdot 10^{13}$  т. Нефть и газ характерны для КП всех возрастных групп. Наиболее крупные скопления УВ в молассах связаны с кайнозойскими и мезозойскими НГБ КП. Средние показатели нефтегазоносности КП зарубежных стран сводятся к следующему: плотность удельных ресурсов УВ несколько ниже, чем таковая НГБ подвижных поясов, а доля нефти и газового конденсата в суммарных ресурсах УВ составляет около 62%. Характерно наличие крупных и крупнейших месторождений УВ (нефти, газа, газоконденсата, тяжелых нефтей и твердых битумов), в которых обычно сконцентрировано 30–40% суммарных ресурсов НГБ КП /1/, плотность месторождений УВ по площади НГБ КП достигает четырех-шести на  $10$  тыс. км<sup>2</sup> во многом за счет широкого распространения ловушек неангиляционного типа. НГБ этого типа свойственен большой возрастной (от Pz до N) диапазон нефтегазоносности и широкий спектр литолого-фациальных типов продуктивных отложений:

от конгломератов и лахаров в верхней молассе до рифовых массивов — в нижней.

Мезозойские НГБ КП являются преимущественно газоносными, что обусловлено высокими стадиями катагенеза РОВ уже на сравнительно небольших глубинах ( $2,0-3,0$  км). Большинство месторождений УВ в НГБ КП приурочено к интервалам от  $0,7$  до  $4,9$  км, а предполагаемые глубины сосредоточения основного объема ресурсов УВ составляют от  $0,8$  до  $2,6$  км. На глубинах свыше  $4,0$  км в некоторых НГБ КП обнаружены значительные залежи газа, но ни одного подобного скопления нефти. Глубины залегания и возрастной диапазон продуктивных отложений увеличиваются в направлении внутренних бортов КП. Предполагаются значительные различия условий формирования зон нефтегазоаккумуляции на внешних и внутренних бортах, продольное полосообразное или мозаичное распространение (в плане) зон катагенеза пород и РОВ, преимущественная нефтеносность прискладчатых зон.

Многие исследователи пришли к заключению о тесной связи между нефтегазоносностью доорогенных комплексов и моласс КП, которая, по их мнению, выражается в главенствующей "родоначалной" способности первых генерировать УВ. Действительно, в ряде НГБ КП, где продуктивны молассы, значительные (часто основные) месторождения УВ сосредоточены в доорогенном комплексе (Предуральский и др.). На малую перспективность молассовых формаций КП указывали Н.А.Еременко, С.П.Максимов и многие другие исследователи. В гораздо меньшем количестве работ доказывается перспективность моласс КП.

Молассы являются продуктивным комплексом-доминантом Индо-Кубанского ( $P_3-N_1$ ), Предальпийского ( $P_2-N_2$ ), Предкарпатского ( $P_3-N_2$ ), Бенгальского ( $N_1^2-N_2$ ), Боуэн-Сюрат ( $P-T$ ) и Оринокского ( $P_3-N_1$ ) краевых прогибов. Кроме того, они содержат значительные запасы УВ в Западно-Канадском ( $K_1$ ), Предушитском ( $C_1$ ), Предуральском ( $C_3-P$ ), Колвиллском ( $P-T-K$ ), Терско-Каспийском ( $P_3-N_1^3$ ), Бофорта ( $P-N$ ), Огненноземельском ( $J_3-K_1; K_2$ ), Северо-Кубинском ( $P_2$ ), Кохат-Потварском ( $N_1$ ) и других НГБ КП.

Гигантские скопления битумов в Западно-Канадском, Оринокском, Лено-Анабарском и других НГБ КП были сформированы за счет нефтей, мигрировавших из более глубоких частей осадочного бассейна в периоды активного развития этих прогибов. В Оринокском НГБ КП геологические запасы высоковязких нефтей в миоценовой свите Офисина на глубинах 180–950 м составили в пределах "Оринокского нефтяного пояса" на внутреннем борту прогиба 636 млрд.м<sup>3</sup> (A. Gutierrez and oth. 1977). Предполагается, что исходные запасы нефти в этом НГБ КП могли достигать 1400 млрд.т. Удельные ресурсы нефти Оринокского НГБ КП могли бы в 50 раз превосходить удельные ресурсы НГБ Персидского залива (Н.С.Бескровный и др. 1982).

Гигантские скопления битумов известны также в Западно-Канадском НГБ КП. Запасы только одного из них – Атабаска-оцениваются не менее 100 млрд.т. Залежи приурочены к лажнемеловым отложениям орогенного комплекса. Примечательно, что в семи сверхгигантских скоплениях битумов НГБ КП – Атабаска, Вабаска, Колд-Лейк, Оринокский нефтяной пояс и др. сконцентрировано более 95% их общих мировых запасов. Таким же образом образовались значительные битумные месторождения в молассовых отложениях НГБ подвижных поясов Юинта-Пайсенс, Санта-Мария, Южно-Каспийском, Ферганском и др. /1/.

Многие НГБ КП, в том числе и большинство тех, что, в основном, выполнены молассами, до настоящего времени остаются слабоизученными. Поиск работы в этих НГБ КП в будущем в первую очередь увеличит объем разведанных запасов УВ в орогенном комплексе и значительно изменят и без того внушительные цифры, характеризующие нефтегазоносность моласс. Кроме того, имеются очевидные предпосылки, что основным типом месторождений УВ в молассовых НГБ являются скопления, связанные с неантиклинальными ловушками, большая часть которых до настоящего времени не открыта.

Рассмотрение особенностей строения и истории развития орогенного комплекса Предверхоаянского КП позволяет отнести большую часть его территории к категории "незрелых" НГБ, несмотря на большие толщины осадочных до-

род /4/. Об этом свидетельствуют: незавершенность или слабая степень влияния инверсии в пределах большей части КП, что выразилось в слабой деформированности осадочного чехла, и, как следствие, образовании в основном мелких антиклинальных ловушек и отсутствии эффективных региональных глинистых покрывок в отложениях орогенного комплекса. Вместе с тем, среди НГБ КП имеются многочисленные примеры взаимной эффективной компенсации различных геологических факторов, позволяющей сохранить значительную часть генерированных УВ. В Западно-Канадском НГБ КП, например, в молассах известно гигантское скопление газа, приуроченное к синклинали гидродинамически-экранированной ловушке. По представлениям В.Ф.Клейменова и других /4/ молассы Предверхоаянского прогиба не являются в этом отношении исключением. В меловых угленосных отложениях под региональной криолитогенной покрывкой (0,4–0,8 км) сосредоточены огромные запасы газа и газогидратов.

Доорогенный комплекс Предверхоаянского КП представлен верхнепалеозойскими и мезозойскими (D-J<sub>3</sub>) отложениями. Наиболее широко из верхнепалеозойских отложений развиты пермские. На внешнем борту прогиба они представлены толщей неравномерного переслаивания песчаников, алевролитов и аргиллитов, содержащих линзы, прослои и пласты каменного угля. Отдельные свиты по простиранию крайне невыдержаны. Угленасыщенность возрастает вверх по разрезу и в западном направлении, а в восточном наблюдаются: замещение образований континентального и субаэрального генезиса прибрежно- и мелководноморскими, полособразные зоны уменьшения зернистости осадков и увеличение их толщины (до 3,6 км). В ленской ветви КП толщина пермских отложений достигает 1,5–2,2 км. Скорость осадконакопления в пермское время (120 м/млн.лет) сопоставима с интенсивностью накопления моласс. Многие особенности строения и состава верхнепермских отложений связаны с неоднократными трансгрессиями и ингрессиями палеоверхоянского моря, что обусловило широкое распространение шельфовых, опресненно-морских, заливно-лагунных, мелководноморских и дельтовых фаций.

Триасовые отложения в пределах внешнего борта КП повсеместно залегают с размывом на образованиях перми. Э.Н.Янов (1983) рассматривает триасовые, а также нижне-среднеюрские отложения Предверхоаянского прогиба как орогенные сероцветные, морские алеврито-песчаные, молассовые. В разрезе триаса имеются линзы гравелитов и конгломератов, а также осадочно-вулканогенные образования, что является одним из определяющих признаков типичных моласс.

Нижнетриасовые отложения повсеместно представлены морскими и прибрежно-морскими образованиями. В них выделяются неджелинская, таганджинская и мономская свиты. Первая из них является региональным флюидоупором, характеризуется существенно алеврито-глинистым составом и присутствием в разрезе вулканогенно-осадочных пород. Толщина свиты в пределах гемисинеклизы колеблется от первых десятков до 120 м в центральной части. Песчаные пласты таганджинской свиты (до 20 м) с прослоями алевролитов и аргиллитов содержат наиболее крупные газовые и газоконденсатные залежи в Вилуйской гемисинеклизе. На ряде площадей из этих отложений были получены притоки нефти. Продуктивные пласты мелко-средне- и крупнозернистых песчаников и гравелитов характеризуются значениями открытой пористости от 2,5 до 23,5% и проницаемости от весьма малых до  $1 \text{ м}^2/12 \text{ м}^2$ .

Существенно глинистым разрез таганджинской свиты становится только в пределах алданской ветви КП. По западной и северо-западной его границам отложения таганджинской свиты почти повсеместно выклиниваются раньше чем мономские глины и аргиллиты, что является предпосылкой для формирования протяженных зон нефтегазонакопления в ловушках неантиклинального типа. В этой зоне песчанистость таганджинской свиты составляет 45-50%, равно как и на всех площадях, где она является промышленно продуктивной. Автором установлено увеличение значений песчанистости этой свиты до 70-90% по направлению к внутреннему борту Предверхоаянского прогиба, в отличие от выше- и нижезалегающих свит, по отношению к которым источники сноса находились на платформе (рисунок). По направлениям к складчатой зоне в северной и центральной частях этого КП коллекторские

свойства таганджинской свиты должны закономерно улучшаться. В разрезах Китчанского блока толщина свиты составляет 480-530; а в пределах алданской части прогиба - 400 м. Мономская свита сложена переслаивающимися алеврито-глинистыми породами, содержащими значительное количество вулканогенного материала. В разрезе свиты присутствуют довольно мощные (до 20 м) пачки песчаников. Толщина свиты в центральной части гемисинеклизы достигает 200-220 м и сокращается на ее бортах вплоть до полного выклинивания.

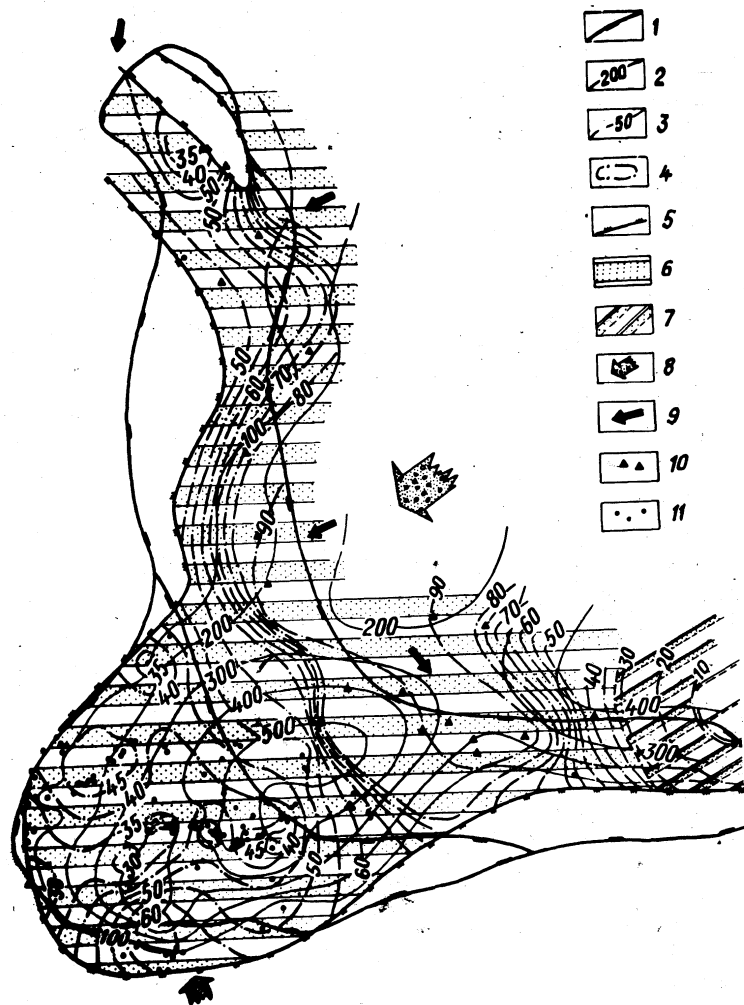
Последним открытием в пермско-триасовых отложениях Вилуйской гемисинеклизы является Андылахское газоконденсатное месторождение, расположенное в 30 км северо-восточнее Средне-Тюнгского. По сведениям В.Е.Бакина и других (1986), продуктивными являются триасовые отложения (горизонт Т-А) мономской свиты. Толщина продуктивных отложений составляет 15-20 м. Локальное поднятие, к которому приурочено Андылахское месторождение, оконтуривается изогипсой 3700 м, имеет площадь  $22 \text{ км}^2$  и амплитуду 150 м. При испытании скв. 246 в интервале 3646-3663 м получен приток газа дебитом  $803 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$  (на диафрагме 22 м), с содержанием газоконденсата  $115,4 \text{ см}^3/\text{м}^3$ .

Верхняя часть триасового разреза КП представлена существенно песчаниковой толщей (тулурская свита), содержащей на разных уровнях пачки переслаивания аргиллитов и алевролитов, прослой гравелитов и конгломератов, толщина свиты на большей части площади ее распространения превышает 350 м. Средне-верхнетриасовые отложения в прибрежно-морских фациях развиты в северной части КП; в южных районах преобладают образования континентального генезиса. Площадь распространения нижнетриасовых отложений значительно превосходит таковую средне-верхнетриасовых. Последние в пределах алданской и ленской ветвей КП отсутствуют на платформенных крыльях. При движении на север вдоль Предверхоаянского КП происходит сокращение толщины триасового разреза от 1,7-1,9 до 0,9 км. В целом отложения триасового возраста на платформенной части КП представлены образованиями морского, прибрежно-морского и континентального генезиса. Как показало глубокое бурение на северо-западном борту Вилуйской гемисинеклизы, триасовые отложения на



Карта литофаций и толщин таганджинской  
свиты нижнего триаса:

1 - границы Предверхоаянской и Виллойской газонефтеносных областей; 2 - линии равных толщин; 3 - изолинии процентного содержания песчано-алевролитовых пород в разрезе; 4 - граница литолого-фациальных зон; 5 - границы распространения таганджинской свиты; 6 - преимущественно песчано-алевролитовые отложения средних и мелководных зон шельфа; 7 - преимущественно алевроитоглинистые отложения более глубоководных зон шельфа; 8 - основные направления транспортировки терригенного материала; 9 - главные пути миграции УВ; 10 - естественные разрезы таганджинских отложений в горном обрамлении; 11 - скважины



южном склоне Мунского свода выклиниваются раньше пермских. Эти отложения широко распространены и в Верхоянской складчатой области.

В пределах платформенного крыла КП юрские отложения пользуются наибольшим развитием. Они достаточно хорошо изучены глубоким бурением в Виллойской гемисинеклизе, выходы их прослеживаются вдоль границы КП. Представлены они неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Отдельные уровни разреза характеризуются преобладанием алевроитоглинистых или песчаных пород. Толщина юрского разреза в центральной части Предверхоаянского КП достигает 1,5 км. При движении на север по ленской ветви КП возрастает содержание глинистого материала. Общая толщина юрских отложений составляет здесь 1,2-1,3 км.

В целом в пределах приплатформенной части Предверхоаянского КП юрские отложения представлены полифациальными образованиями от морских и прибрежно-морских до континентальных угленосных. Образования морского генезиса преобладают в северной половине меридиональной ветви КП. В южных районах морские и прибрежно-морские фации фиксируются в основном в отложениях нижней юры. Большая часть разреза здесь представлена образованиями континентального и субконтинентального генезиса. Для юрских отложений характерна фациальная устойчивость, выражающаяся, например,

в сохранении строения разреза на платформенном и внутреннем крыльях северной части Предверхоаянского прогиба.

Палеотектонические построения А.Ф.Сафронова (1988) показывают, что уже к началу юрской эпохи пермские отложения на значительной части северо-восточной периферии платформы находились в ГЗН, а на территории Западно-Верхоаянского мегантиклинория в наиболее погруженных частях низы пермского разреза уже прошли ГЗН. К завершению доорогенного этапа в ГЗН находились пермские и триасовые отложения. Степень катагенетических преобразований пермских отложений на большей части территории на начало юрского периода, по-видимому, соответствовала стадиям МК<sub>3</sub> и МК<sub>4</sub>, уменьшаясь в сторону платформы до стадии ПК<sub>1</sub>.

В пределах Предверхоаянского КП известен практически весь спектр залежей УВ: газовые, газоконденсатные (в том числе с нефтяной оторочкой), высоковязкие нефти, полутвердые и твердые битумы. Продуктивные горизонты в Предверхоаянском КП приурочены в основном к отложениям пермско-триасового и юрского возраста. Все известные здесь месторождения УВ – газовые и газоконденсатные. Глубины распространения продуктивных горизонтов варьируют в пределах от 0,9 до 3,5 км. Основные запасы УВ сосредоточены на глубинах от 2,0 до 3,0 км. Преобладающим типом исходного органического вещества является гумусовый или смешанный гумусово-сапропелевый, поэтому и в дальнейшем здесь ресурсы газа и конденсата будут превалировать в суммарных ресурсах УВ.

В пределах Предверхоаянского НГБ КП выделяются две газонефтеносные области (ГНО)-Вилуйская и Предверхоаянская. В Вилуйской ГНО основным продуктивным комплексом являются терригенные угленосные отложения верхнепермско-нижнетриасового возраста, газоносность юрских и меловых толщ имеет подчиненное значение. Выявленные зоны нефтегазонакопления приурочены к крупным валлообразным структурам: Хапчагайскому мегавалу и Логлорскому валу. Амплитуды отдельных поднятий в их пределах составляют от 125 (Средне-Вилуйское) до 250–320 (Средне-Тюнгское, Толон-Мастахское) и даже 850 м (Соболох-Неджелинское). Разведанные запасы газа этой ГНО по разрезу распределяются

следующим образом: верхнепермские отложения – 34%, нижнетриасовые 58% и среднетриасовые–нижнеюрские – 8%. В Предверхоаянской ГНО предполагаются примерно то же распределение ресурсов УВ по стратиграфическим уровням доорогенного комплекса, с большей долей нефти, а также возможность открытия месторождений газа, газоконденсата и нефти в верхнеюрских и меловых молассовидных толщах, в том числе и под криолитогенными покрывками.

Основными ловушками нефти и газа в НГБ КП мира некоторые исследователи считают консидемтационные структуры, несколько уменьшена роль неантиклинальных ловушек, большое значение которых в формировании зон нефтегазонакопления КП подчеркивают В.В.Забалуев и др. (1982). В некоторых НГБ КП доля ресурсов УВ, приуроченных к неантиклинальным ловушкам, достигает 75–99%. Весьма часто ловушки УВ связаны в НГБ КП с поверхностями перерывов. Распространение их в орогенном комплексе в большей мере подчинено субпродольной ориентировке (параллельно складчатым сооружениям) а в доорогенном, сохраняющем реликтовые черты окраин платформ, субпродольной, диагональной и субпоперечной.

В пространственном размещении месторождений УВ также удается наметить определенные закономерности /1/. Установлено, что в большинстве случаев внешний борт НГБ КП содержит меньшую часть ресурсов УВ, чем внутренний борт и осевая зона. На внешних бортах нефтегазонасыщенные, как правило, доорогенные формации, а в приближении к складчатому борту продуктивными часто являются молассы. Количество преимущественно газонасыщенных НГБ КП гораздо больше, чем нефтеносных /1/. Основной объем разведанных запасов УВ в НГБ КП (без учета природных битумов и высоковязких нефтей) связан с доорогенным комплексом отложений. Крупные месторождения УВ, известные в пределах НГБ КП мира, также приурочены к доорогенным формациям. Большинство месторождений УВ имеет многопластовое строение и отличается широким стратиграфическим диапазоном продуктивности, часто захватывающим орогенный и доорогенный комплексы.

Сопоставление параметров строения и истории тектонического развития Предверхоаянского КП с теми же показате-

лями хорошо изученных НГБ КП мира, показало, что в большинстве случаев он не является аномальным объектом в рассмотренных выборках. Поэтому и основные характеристики нефтегазоносности этого КП должны быть, согласно критерию "гегемонии тектонотипа" сопоставимыми с таковыми показателями одновозрастных НГБ КП зарубежных стран: Западно-Канадского, Боуэн-Сюрат, группы Предандийских и др. В частности этим КП свойственна нефтегазоносность орогенного комплекса, приуроченность значительной доли ресурсов УВ к ловушкам неантиклинального типа, наличие крупных скоплений битумов и другие показатели, которые следует учитывать в прогнозе нефтегазоносности Предверхоаянского КП.

Без сомнения в этом КП будет открыто еще большее количество месторождений УВ, в том числе нефтяных и газонефтяных, в основном в ловушках неантиклинального или комбинированного типов. Наиболее благоприятными предпосылками нефтегазоносности обладают восточный и юго-восточный склоны Мунского поднятия, обращенные к прогибу. Как свидетельство масштабов нефтегазонакопления в геологической истории Предверхоаянского КП прогибов можно привести Мунское битумное скопление.

#### С п и с о к л и т е р а т у р ы

1. Геологическое строение и нефтегазоносность краевых прогибов / Н.А.Еременко, И.К.Королюк, М.И.Варенцов и др. - М.: Наука, 1980. - 230 с.
2. Высоцкий И. В., Оленин В. Б., Высоцкий В. И. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. - М.: Недра, 1981. - 475 с.
3. Осадочные бассейны Дальнего Востока СССР и перспективы их нефтегазоносности / В.Б.Арчegov, С.В.Головин, В.Н.Зинченко, В.О.Кириллов, Н.Г.Чочиа. - Л.: Недра, 1987, с. 60-90.
4. Специфичность геологических условий и нефтегазоносности Сибири при выборе направлений поисково-разведочных работ / В.Ф.Клейменов, А.В.Бубнов, А.В.Кондаков и др. - М.: ВНИГНИ, 1985. - 204 с.

УДК 550.812:553.98 :552.54(571.53)

Д.И.Дробот, А.Э.Конторович,  
М.М.Мандельбаум, С.С.Перов,  
Б.Л.Рыбьяков

#### ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПРОГНОЗА И ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ПОДСОЛЕВОМ КАРБОНАТНОМ КОМПЛЕКСЕ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Результаты нефтегазопоисковых работ, проведенные к настоящему времени на территории Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА), позволяют рассматривать карбонатный комплекс венда в качестве исключительно важного объекта подготовки промышленных запасов нефти на Сибирской платформе. Геохимическое изучение керн параметрических и поисковых скважин показало, что область нефтидонакопления в отложениях этого комплекса занимает всю территорию папесвода антеклизы. К этой области приурочены все выявленные залежи нефти и значительные притоки УВ, установленные в скважинах на Верхнечонской, Преображенской, Даниловской, Верхневилючанской, Ербогаченской и других перспективных площадях. Область активной аккумуляции нефтидов, которая отчетливо оконтуривается изолинией средневзвешенного содержания хлороформенного битума (ХБ) в породах, составляет 82 тыс.км<sup>2</sup>. Масса сосредоточенных в этой части антеклизы нефтидов весьма значительна. Следовательно, с присводовой частью НБА связано формирование обширной, уникальной по масштабам аккумуляции УВ области нефтидонакопления.

Важно подчеркнуть, что территориально области нефтидонакопления базального терригенного и вышезалегающего

подсолевого карбонатного комплекса в плане хорошо совпадают. Последняя по отношению к первой имеет только более широкое площадное распространение. Унаследованное размещение в пределах сводовой части НБА этих областей нефтидонакопления указывает, что формирование углеводородного потенциала подсолевого карбонатного комплекса было связано с вертикальным перетоком углеводородных флюидов из подстилающих отложений. Подтверждением этому является генетическое единство нефтей подсолевого карбонатного и подстилающего рифей-нижневендского комплексов. Об этом свидетельствует однотипное распределение в нефтях углеводородов биомаркеров: *n*-алканов, алифатических изопреноидов, стеранов, гопанов, наличие 12- и 13-метилзамещенных алканов; однотипный состав нефтеноароматических и циклопарафиновых фракций и т.д.

Основными проницаемыми горизонтами, в которых сосредоточена подавляющая часть миграционных нефтидов являются усть-кутский (юряхский) и преображенский. Комплексом ГИС, использующим методы электрического, радиоактивного и акустического каротажа, эти горизонты четко выделяются в карбонатном разрезе. Авторы считают, что применяемый комплекс ГИС с достаточной надежностью позволяет оценить и емкостные параметры пород-коллекторов. В литологическом отношении нефтегазовмещающие горизонты представлены доломитами, часто органогенными, органогенно-обломочными, обломочными, в разной степени перекристаллизованными.

Кроме этих регионально развитых битумонасыщенных уровней на целом ряде площадей устанавливаются обогащенные нефтидами локально развитые пачки пород. Их наличие в разрезе, в каждом конкретном случае определяется особенностями распределения пород-коллекторов.

В пределах региональной Непско-Ботуобинской области аккумуляции нефтидов по аномально высоким концентрациям, (больше 0,7% по массе) обособляются Чинягдинско-Икская, Преображенско-Ереминская, Даниловская, Верхнечонско-Могдинская и Кубалахско-Джербинская зоны нефтидонакопления. В изученном спектре нефтидов существенно преобладают нефти и мальты, имеющие в поверхностных условиях жидкую

(хорошо подвижную), реже вязкую и редко плотную консистенции. В ограниченном количестве обнаруживаются асфальты и практически отсутствуют нерастворимые разности. Наблюдаемый для подсолевого карбонатного комплекса антеклизы генетический спектр нефтидов, особенности их группового и углеводородного составов, свидетельствуют о благоприятных условиях сохранности вышеупомянутых зон нефтидонакопления. Для древних продуктивных комплексов Сибирской платформы это имеет очень важное, а в ряде случаев и решающее значение в оценке нефтеносности. Не менее существенным является и то обстоятельство, что, как показывают расчеты, в подсолевом карбонатном комплексе сосредоточено 60-70% всех прогнозных ресурсов НБА. Это дает основание рассматривать отложения в качестве важного самостоятельного объекта концентрации поисковых и разведочных работ. Вместе с тем, несмотря на высокую прогнозную оценку подсолевого карбонатного комплекса, вопросы подготовки в нем промышленных запасов углеводородного сырья решаются неудовлетворительно.

Причин этому несколько.

1. В качестве основного объекта поисков до настоящего времени являются базальные терригенные отложения, что обусловлено их продуктивностью и более простой методикой освоения, чем карбонатных пород. Естественно, в таком аспекте карбонатный комплекс рассматривается как второстепенный поисковый объект.

2. Практика показывает, что освоение низкопроницаемых, со сложной структурой порового пространства карбонатных коллекторов, задача более сложная.

3. Слабая техническая оснащенность производственной базы по интенсификации притоков УВ из низкопроницаемых карбонатных коллекторов и трудоемкий характер этих работ также являются сдерживающими факторами их освоения.

4. Существующие к настоящему времени методы вскрытия, интенсификации, испытания, выбора и картирования объектов в карбонатном разрезе еще далеки от своего совершенства и требуют более обстоятельной научной и практической проработки.

В то же время, как показывают исследования Е.М.Смехова, Б.Я.Вассермана, В.И.Петерсилье и других исследовате-

лей, карбонатные породы с пористостью более 3% могут рассматриваться как промышленные емкости, способные отдавать нефть. Поэтому одной из главных задач реализации высоких потенциальных ресурсов УВ подсолевого карбонатного комплекса является разработка оптимальных методов их освоения. Накопленный к настоящему времени опыт работ, проведенных на Верхнечонском месторождении, Преображенской и некоторых других перспективных площадях доказывает принципиальную возможность получения промышленных притоков нефти из низкопроницаемых карбонатных коллекторов Непского палеосвода при условии применения комплекса методов по разрушению призабойной зоны кольматации и интенсификации притоков. Наибольший объем работ по интенсификации притоков к настоящему времени проведен в отложениях преображенского горизонта на Верхнечонском месторождении, Преображенской, Могдинской, Тетейской и других площадях.

В литологическом отношении преображенский горизонт на Верхнечонской площади сложен микро-тонкозернистыми диагенетически перекристаллизованными органогенными (микрорифолитовыми) доломитами пористыми, микропористыми, микротрещиноватыми с частыми стилолитовыми швами. Поры, в большинстве случаев, вторичного выщелачивания, размером от 0,02 до 0,1, реже до 0,3 мм, имеют округлую, удлиненную, шелевидную формы, участками сообщающиеся. Тип коллектора – преимущественно порово-микротрещиноватый. Средняя открытая пористость по материалам ГИС составляет 6,5–13%, по данным лабораторных исследований – 5,0–18,9%, проницаемость от 0 до 20–30 мкм<sup>2</sup> в отдельных образцах керна до 60 × 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Эффективная нефтенасыщенная толщина коллекторов преображенского горизонта 6–12 м, а по данным геохимического изучения керна скважин от 10 до 25 м.

Средневзвешенные (остаточные) концентрации нафтидов в породах горизонта изменяются от 0,49 до 1,56% по массе, понижаясь на ограниченных участках месторождения до 0,17–0,32%. Средняя плотность масс нафтидов, насыщающих породы-коллекторы, варьируют от 120 до 400–450–640 · 10<sup>3</sup> т/км<sup>2</sup>. По данным люминесцентно-битуминологичес-

ких исследований среди нафтидов преобладают МБА и МСБА-типы. По материалам экстракции генетический спектр последних представлен нефтями, реже мальтами, имеющими в поверхностных условиях жидкую, реже вязкую консистенцию. В своем составе нафтиды содержат 45–65% углеводородных компонентов. Нефти залежей преображенского горизонта и подстилающего продуктивного пласта ВЧ<sub>1</sub> по физико-химическим показателям и углеводородному составу практически идентичны. Следовательно, по широкому комплексу показателей преображенский горизонт нами рассматривается как промышленный объект.

Однако, как правило, во всех обработанных скважинах Верхнечонского месторождения и на других площадях притоки при опробовании испытателем пластов (ИП), сразу после вскрытия, и при стандартном испытании под прикрытием эксплуатационной колонны отсутствовали, а приемистости не удавалось добиться. На первом этапе работ для разрушения зоны кольматации устанавливались кислотные ванны (15% концентрации НСℓ), иногда в сочетании с ПГД-БК на 2–4 часа. В итоге, во всех случаях при 10,0–15,0 МПа появлялась приемистость, причем давление в процессе закачки кислоты снижалось до 7,0–9,0 МПа. После ожидания на ОДК в течение 4–8 часов и очистки от продуктов реакции практически во всех случаях из пласта были получены притоки нефти. Лучшие результаты установлены в скважинах 34, 35, 54, в которых проведены большеобъемные (50–80 м<sup>3</sup>) кислотные обработки.

Показательной является скв. 35, которая была целенаправленно пробурена для оценки преображенского горизонта в центральном блоке месторождения. В скв. 35 он был вскрыт двумя стволами. С целью интенсификации притоков с применением гидровибратора в один ствол было закачено 25 м<sup>3</sup> 15% НСℓ, а во второй – 26,4 м<sup>3</sup> нефтекислотной эмульсии. Приемистость пласта составила соответственно 1,73 и 1,87 м<sup>3</sup>/сут. МПа. В результате интенсификации на шайбе 6,35 мм из "сухих" стволов получены притоки нефти.

Исследованиями по гидропрослушиванию естественную газогидродинамическую связь между первым и вторым стволами установить не удалось, что, вероятно, связано с низкими

фильтрационными свойствами удаленной необработанной зоны и недостаточным объемом проведенных соляно-кислотных обработок (СКО).

Положительные результаты получены при ее проведении с предварительным созданием воздушного или газонефтяного столба в стволе скважины с целью ускорения очистки пласта и ее запуска. Так, в скв. 3 на Даниловской площади, где обработка пласта проводилась по такой методике, дебит нефти значительно увеличился.

В результате проведенных работ на Верхнечонском месторождении по преобразенскому горизонту обоснованы запасы нефти категорий  $C_1$  и  $C_2$ , утвержденные ГКЗ СССР.

Выполненными работами по интенсификации убедительно доказана возможность получения реальных притоков из скважин, характеризующихся условной эффективной емкостью коллекторов со значением  $msh > 60$  (рисунок). В скважинах с доказанной продуктивностью, в породах преобразенского горизонта средневзвешенное содержание нефтидов составляет 0,5-0,9% по массе, а плотность их насыщения достигает  $220-420 \cdot 10^3 \text{ т/км}^2$ . Нефтиды относятся к классу нефтей и имеют жидкую консистенцию.

Таким образом эти показатели уже на данной стадии изученности, могут рассматриваться в качестве прогнозных критериев, позволяющих в первом приближении выделять перспективные для освоения и первоочередной оценки промышленно продуктивные зоны и в конечном итоге повысить эффективность разведочных работ.

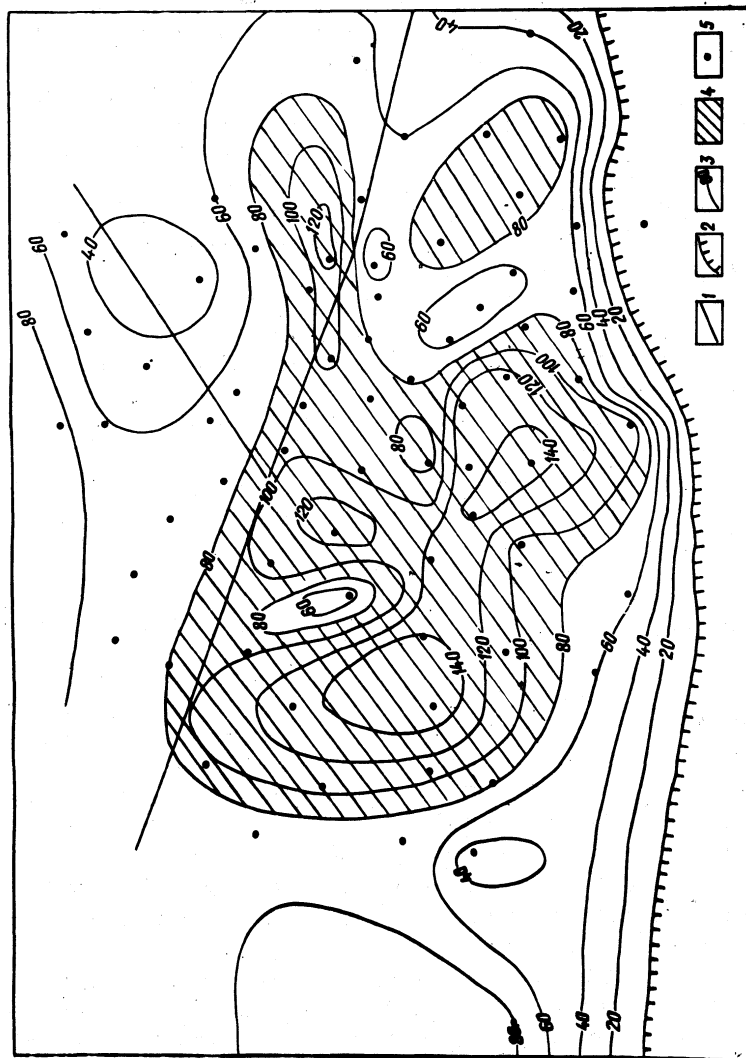
В качестве первоочередного объекта для промышленного освоения нефтегазонасыщенных карбонатных пород-коллекторов подсолевого карбонатного комплекса наиболее интересной является Верхнечонско-Могдинская зона нефтидонакопления. В ее пределах установлена высокая степень нефтенасыщенности карбонатного комплекса. Большая занимаемая площадь (более 8 тыс. км<sup>2</sup>), весьма значительные массы аккумулявавшихся в зоне нефтидов и доказанная проведенными работами принципиальная возможность получения (при условии интенсификации) промышленных притоков нефти из низкопроницаемых карбонатных коллекторов, придают особую значимость в освоении этой зоны. Скорейшее решение этой про-

блемы тем более важно, что в пределах указанной зоны расположено Верхнечонское месторождение, которое рассматривается в качестве базового для начала организации добычи нефти. Неизбежный рост добычи потребует оценки и ускоренного освоения все новых ресурсов углеводородного сырья, в первую очередь, на прилегающих территориях.

В этой связи с целью совершенствования прогноза и поисков залежей УВ в карбонатных отложениях необходимо разработать единую программу ускоренной подготовки, оценки и освоения залежей УВ и в первую очередь нефти подсолевого карбонатного комплекса.

Программа должна предусматривать:

- совершенствование методов выявления и картирования объектов поисков, в том числе зон улучшенных коллекторов и возможных участков их засоления;
  - обоснование рациональных схем размещения поисковых и разведочных скважин;
  - дальнейшее совершенствование методики вскрытия и испытания продуктивных горизонтов, методов интенсификации притоков;
  - углубленное изучение карбонатных коллекторов, включая структуру порового пространства и особенности процессов фильтрации флюидов в породах с целью надежного обоснования подсчетных параметров и их нижних пределов, используя для этого весь современный комплекс лабораторно-аналитических, геофизических, геохимических и литолого-петрографических методов;
  - детальное изучение состава, свойств и нижних пределов концентраций в породах нефтидов, с оценкой способности их участия в процессах фильтрации (миграции);
  - создание моделей распределения различных классов нефтидов в сложнопостроенной массивно-слоистой толще подсолевого карбонатного комплекса;
  - совершенствование комплекса ГИС, в том числе, методики "каротаж-испытание-каротаж" с целью повышения надежности параметров выделения в разрезе нефтегазонасыщенных карбонатных коллекторов.
- Реализация этой программы потребует широкого внедрения СКО, включая большеобъемные и многократные закач-



Карта условной эффективной емкости карбонатных пород-коллекторов преображенского горизонта Верхнечонской площади:  
 1 - разломы; 2 - граница распространения пород-коллекторов; 3 - изолинии условной эффективной емкости; 4 - поле развития продуктивного резервуара; 5 - скважины

ки в сочетании с другими методами воздействия на пласт - гидровибрированием, ПГД-БК. Представляется также необходимым провести эксперименты по использованию промышленных взрывов, термического воздействия на пласт и т.д.

Реализация задачи промышленного освоения низкопроницаемых объектов подсолевого карбонатного комплекса венда Непского свода, является серьезным резервом укрепления минерально-сырьевой базы нефтяной промышленности Иркутской области.

УДК [552.53/.54:551.263]:553.98

Е.В.Постников

### ЦИКЛИЧНОСТЬ СОЛЕНОСНО-КАРБОНАТНЫХ КОМПЛЕКСОВ В СВЯЗИ С ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ

Цикличность как наиболее общее свойство осадочных толщ была открыта лишь в 30-х годах и в настоящее время используется, главным образом, для расчленения и корреляции разрезов. Определенный интерес представляет собой применение анализа цикличности соленосно-карбонатных формаций для решения структурных задач.

По существующим общепринятым представлениям, при формировании структуры и состава карбонатных комплексов

основная роль принадлежит пликативной тектонике и органогенным постройкам. Месторождения нефти и газа приурочены к различным видам антиклинальных складок или комбинированным седиментационно-тектоническим структурам (рифогенным массивам) с амплитудами до 1000 м, иногда осложненных разрывными нарушениями. В перекрывающих соленосно-карбонатных и терригенных комплексах преобладают пликативные структуры, а в зонах развития соляных куполов отмечаются и дизъюнктивные дислокации. В осадочном чехле прослеживаются угловые и стратиграфические несогласия, сопровождающиеся полным либо частичным сокращением мощности за счет размыва крупных стратиграфических комплексов, залегающих ниже поверхности несогласия.

В процессе эксплуатации месторождений выявляются значительные несоответствия между принятой геологической моделью соленосно-карбонатной формации и реальными геологическими объектами. Выявляется резкая неоднородность продуктивных горизонтов по разрезу и площади. На разведанных месторождениях, прошедших утверждение запасов в ГКЗ, первыми же эксплуатационными скважинами устанавливается несоответствие между реальными и прогнозируемыми значениями подсчетных параметров. Значения эффективных мощностей могут в два-три раза, а пористости в полтора раза отличаться от значений, принятых в подсчете. При четкой корреляции продуктивных пластов наблюдается сложная картина гидродинамических связей между отдельными участками резервуара, которая не согласуется с существующей пликативной моделью залежей.

В связи с этим возникла необходимость создания адекватных геологических моделей хорошо разбуренных объектов на основе комплексного анализа материалов дистанционных съемок, сейсморазведки и бурения.

Высокая степень разбуренности достигнута на нефтяных месторождениях в северной части Припятской впадины, выбранной в качестве полигона для детального изучения внутренней структуры соленосно-карбонатных комплексов.

В основу методики исследований положено изучение цикличности фаменского соленосно-карбонатного комплекса. Особое внимание уделялось установлению связей между полици-

клическим процессом седиментации, тектогенезом и характером строения залежей УВ в карбонатных комплексах, а также изучению характера углового и стратиграфического несогласия между глинисто-галитовой подтолщей (ГП) лебедянского горизонта и терригенно-глинистой толщей (ТГТ) данковского горизонта.

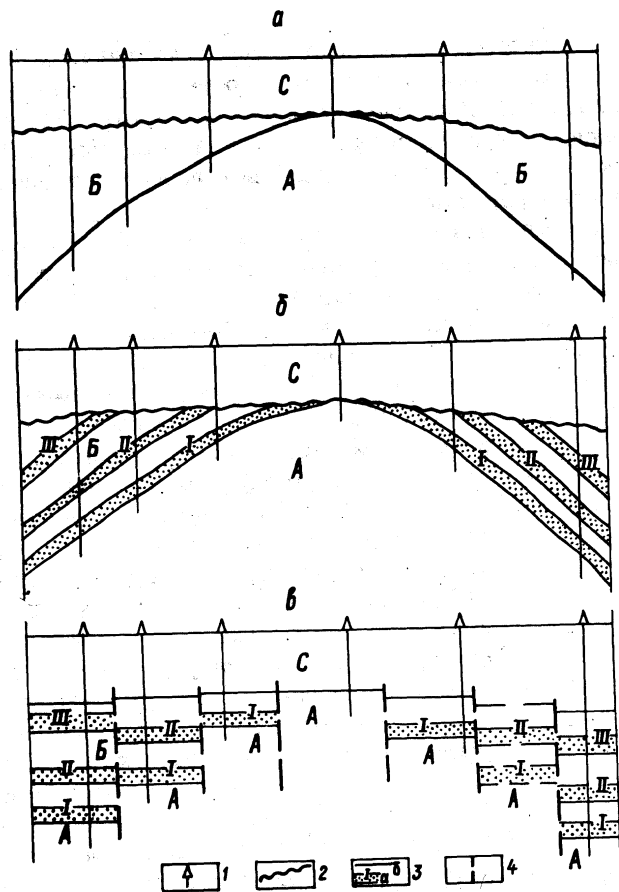
По существующим представлениям /1/, ТГТ данковского горизонта с режим угловым и стратиграфическим несогласием залегает на размытой поверхности ГП, которая в северной части региона сложена чередованием солевых и несолевых прослоев общей мощностью до 2,0 км. По принятой в производственных организациях схеме стратификации ГП делится на 12 пачек ( $BC_1 - BC_{12}$ ). Границы пачек вскрываются скважинами на различных гилсометрических уровнях, что позволяет дополнительно, опираясь на данные сейсмо-разведки (МОГТ), представить структуру ГП в виде антиклинальных складок с круто падающими крыльями и размытым сводом (рис. 1, а). По направлению к своду поднятий мощности пачек  $BC_7 - BC_{12}$  (толща Б) могут уменьшаться от 200-500 м до 0. При построении геологических профилей по разреженной сети поисковых и разведочных скважин обнаруживается плавное сокращение мощности крупных пачек.

С целью разработки структурной модели фаменской структурно-карбонатной формации изучено около 500 разрезов скважин, вскрывших лебедянскую соленосную толщу в северной части Припятской впадины. Расчленение и корреляция разрезов ГП осуществлялась по диаграммам радиоактивного каротажа по принципам циклостратиграфии и в пределах локальных структур затруднений не вызывала.

В составе лебедянской соленосной толщи выделено 40 крупных соленосных мезоциклов, соответствующих 40 крупным этапам тектонических опусканий региона. Каждый из мезоциклов состоит из одного или нескольких элементарных циклов, в основании которых залегают карбонатно-глинистые породы, а верхняя часть представлена галитом или калийной солью.

Пять нижних мезоциклов соответствуют галитовой подтолще (ГП) и характеризуют наиболее активный в тектоническом отношении этап развития региона, а 35 вышележащих — соответствуют ГП.





Структурная модель фаменского соленосно-карбонатного комплекса Припятской впадины, построенная: а - по данным наземной сейсморазведки и бурения; б - с учетом цикличности строения комплекса; в - с привлечением дополнительных данных бурения и скважинной сейсморазведки МПГС: 1 - скважина; 2 - поверхность углового и стратиграфического несогласия между толщами А, Б и С; 3 - седиментационные соленосные циклы и их обозначение; а - нижняя, реперная часть цикла, представленная карбонат-

но-глинистыми породами; б - верхняя, надреперная часть цикла, представленная галитом и калийной солью; 4 - флексурно-разломные зоны

Использование информации о цикличности строения соленосной толщи уточнило геологические реконструкции, но не внесло в модель принципиальных изменений. Если расстояния между скважинами на профиле достаточно велики, а мощности циклов малы, представление о наличии углового несогласия между толщами А, Б и С и размыве толщи Б сохранялось (см. рис. 1,б). Проверка достоверности модели выклинивания соленосных циклов осуществлялась с помощью дополнительных данных по скважинам, пробуренным в шахматном порядке в зонах вероятного выклинивания соленосных циклов. Этот анализ не выявил зон выклинивания и не установил заметных следов размыва ГП. Каждой скважиной под поверхностью несогласия вскрывалась не средняя или базальная часть соленосного цикла, а обязательно кровельная часть, представленная галитом или пластом калийной соли. Из этого следует, что денудация лебедянских отложений на каждом разбуренном участке всегда достигала слоя, наименее устойчивого к выветриванию.

Под поверхностью несогласия действительно установлено сокращение мощности крупных соленосных пачек  $BC_7-BC_{12}$ , но не за счет их плавного уменьшения, а в результате ступенчатого выпадения из разреза отдельных седиментационных циклов, мощность которых достигает сотни и более метров.

По ряду месторождений удалось закартировать ступенчатое сокращение разреза ГП по узким, линейно-вытянутым субортогональным флексурно-разломным зонам (ФРЗ) и составить блоковую модель лебедянской толщи (см.рис.1,в). Блоковая модель соленосного разреза не противоречила материалам исследователей [1], доказавших возможность существования в соленосных отложениях дизъюнктивных нарушений. Зоны разрывов шириной 30-50 м при добыче солей подсекались буровыми скважинами и картировалась горными выработками.

Анализ мощностей циклов ГПП показывает их выдержанность как в пределах локальных структур, так и по региону в целом. Отклонения мощностей циклов ГПП составляет 10–20% от среднего значения по площади и иногда достигают 30–50%, что свидетельствует о дифференцированном характере опусканий блоков.

При сопоставлении разрезов Северной прибортовой, Черпинско-Кормянской и Речицко-Вишанской зон дифференцированный пульсационный характер тектонических опусканий устанавливается не только для локальных структур, но и для всего региона в целом. Во время формирования ГПП минимальное число тектонических опусканий претерпели блоки, амплитуда погружения которых при накоплении подстилающей галитовой подтолщи (ГП) была максимальной. В результате на блоках с аномально увеличенными мощностями ГП отложения глинисто-галитовой подтолщи либо отсутствуют, либо представлены мезоциклитами с 6 по 11. На сопредельных блоках стратиграфическая полнота разреза резко, ступенчато увеличивается до 20–28 мезоциклитов в Речицко-Вишанской и до 40 – в Северной прибортовой зонах.

Подтвердилось предположение, высказанное в 1958 г. М.П.Казаковым и М.М.Чарыгиным относительно того, что над солевыми куполами уменьшение мощности надсолевых отложений происходит не за счет их выклинивания, а в результате уменьшения стратиграфической полноты разреза.

Детальное расчленение и корреляция разрезов ГПП по поисково-разведочным и эксплуатационным скважинам, часто сильно искривленным, с горизонтальным удалением забоя от устья на 800–900 м, позволили уточнить структурные построения по ГПП и определить пространственное положение отдельных мезоциклитов. В ряде случаев в разрезе ГПП выявлены разрывные нарушения с амплитудой 80–150 м, причем, разломы с меньшей величиной смещения не установлены. Вероятно, при относительном сдвиге пластов менее, чем на 80–100 м, разрыва сплошности соленосных слоев не происходит и блоки сочленяются по крутым надразломным флексурам.

Размеры выявленных блоков соизмеримы с шагом эксплуатационной сетки, в результате чего, каждый блок оказы-

вается охарактеризован только одной скважиной, что не позволяет определить элементы залегания пластов в его пределах. Сравнительный анализ разрезов наклонных и вертикальных скважин, пробуренных с одного основания, позволял картировать отрезки, а в случае куста скважин и плоскости с субгоризонтальным залеганием пластов в пределах одного блока. Были установлены интервалы, в которых наклонные скважины, пересекая ФРЗ, переходят из одного блока в другой. В ряде случаев наклонные скважины, забуренные в разных блоках на удалении 1–1,5 км, пересекая систему ФРЗ, вскрывали разновозрастные циклы на одинаковых гипсометрических уровнях, оказываясь в одном блоке. Переходя через другие ФРЗ, стволы скважин вновь выходили за пределы блока и вскрывали продуктивный горизонт в разных структурно-фациальных условиях.

Сложный характер сочленения блоков, отсутствие детально разработанной схемы стратификации лебедянской соленосной толщи в сочетании с низкой разрешающей способностью наземной сейсморазведки и стандартным подходом к анализу материалов бурения создавали ложное впечатление о преимущественно пликативном строении межсолевого продуктивного комплекса и перекрывающих соленосных толщ.

Новые материалы высокоразрешающей скважинной сейсморазведки, полученные способом многократного прослеживания отражающих горизонтов в скважинах, разработанным во ВНИГНИ, подтвердили выводы о блоковом строении фаменской соленосно-карбонатной формации Припятской впадины /2/. Традиционно выделяемые высокоамплитудные формы на временных разрезах МПГС не наблюдаются, а весь осадочный чехол разбит на блоки шириной 250–300 и менее метров. Оси синфазности в пределах блоков практически горизонтальны, а пликативные элементы структуры обнаруживаются в зонах их сочленения.

Представления о блоковом строении ГПП позволили по новому показать характер строения и генезис соляных поднятий и куполов, развитых в нижележащей галитовой подтолще. Схемы расчленения и корреляции ГП, основанные на принципах циклостратиграфии, позволили проследить в пределах региона и локальных структур границы распростра-

ния ее отдельных циклов. Выявлены резкие дифференцированные изменения их мощности, выделены структурно-фациальные зоны с определенным набором циклов. Это позволило увязать блоковую структуру соляных куполов с блоковым строением перекрывающих соленосных и подстилающих продуктивных толщ.

Детальные литологические исследования продуктивных задонско-елецких отложений основаны на изучении промыслово-геофизического и кернового материала по 200 скважинам. Они позволили наметить связь между циклическим характером осадконакопления, изменениями карбонатного комплекса и блоковой структурой осадочного чехла.

Установлено, что циклическая изменчивость карбонатной толщи связана, главным образом, с пульсационным характером тектонических опусканий, что выражается в закономерной смене генетических типов пород, объединяемых в элементарные карбонатные циклы /3/. Латеральная изменчивость карбонатных циклов обусловлена различиями условий седиментации в локальных структурно-фациальных зонах, которые прежде всего определяются дифференцированным опусканием блоков фундамента. Каждая структурно-фациальная зона характеризуется специфическим литологическим составом, мощностью циклов и фильтрационно-емкостными свойствами пород-коллекторов.

Последовательный анализ структурно-фациальной зональности продуктивного задонско-елецкого комплекса, ГП и ГПП лебедянского горизонта и мезозойских отложений показали, что геологические границы, картируемые по каждому стратиграфическому комплексу, совпадают со структуроформирующей ортогональной системой ФРЗ. Последняя отождествляется с системой линейментов азимутами  $40-45^\circ$  и  $115-120^\circ$ , выделяемой в северной части региона.

Детальные комплексные исследования фаменской соленосно-карбонатной формации Припятской впадины, базирующиеся на изучении цикличности строения разрезов, позволили сделать ряд выводов о характере ее строения.

1. Осадочный чехол Припятской впадины и входящие в его состав продуктивные карбонатные комплексы и соленосные толщ имеют мелкблоковую структуру, сформировав-

шуюся в результате дифференцированных тектонических опусканий блоков фундамента. Высокоамплитудные синклинальные и антиклинальные складки, являющиеся результатом тангенциального сжатия, в осадочном чехле отсутствуют. Пликативные дислокации представлены крутыми надразломными флексурами, амплитуда которых по ГПП достигает 100 м.

2. Блоки размером 300x500 и менее м ограничены вертикальными конседиментационными ФРЗ, амплитуда которых меняется как по простиранию, так и по глубине, в зависимости от мощности осадков по обе стороны дислокации.

3. В пределах блоков осадочные образования залегают субгоризонтально, а керны с крутыми углами падения соответствуют либо наклону ствола скважины, либо характеризуют зоны разлома или ФРЗ, представляющие собой систему микроблоков с различными элементами залегания слоев.

4. Стратиграфические несогласия практически не сопровождаются разрывом отложений, а угловые несогласия вообще отсутствуют или представлены разжим выклиниванием отдельных циклов в узких зонах шириной 30-50 м.

5. ФРЗ образуют равномерную ортогональную структуроформирующую систему, элементы которой, активизировавшиеся в кайнозой, трассируются как линейменты и линейментные зоны при дешифрировании материалов дистанционных съемок.

6. Аномальное увеличение общей мощности ГП в пределах соляных куполов объясняется либо конседиментационным возрастанием мощности соленосных циклов, либо увеличением стратиграфической полноты соленосного разреза за счет появления дополнительных циклов, имеющих локальное распространение, или является следствием этих двух причин.

7. Формирование соляных куполов и поднятий происходит в процессе накопления перекрывающих толщ за счет стабилизации блоков, активно опускавшихся во время формирования ГП и активизации сопредельных блоков. Чем активнее опускался блок при накоплении ГП, тем меньшее количество мезоциклитов ГПП на нем откладывалось. Мощность надсо-

левого разреза ступенчато уменьшается к своду купола за счет выпадения более молодых циклостратиграфических подразделений.

8. Блоковая структура осадочного чехла Припятской впадины определяет тип ловушек, характер распределения коллекторов, границы и положения контуров залежей и гидродинамику месторождений.

Методические приемы использования цикличности для решения структурных задач, разработанные при детальном комплексном анализе месторождений Белоруссии, апробировались на некоторых месторождениях Прикаспия, где в надсолевом комплексе месторождения Карачаганак установлено резкое сокращение общей мощности отдельных ярусов за счет выпадения из разреза полных седиментационных циклов. По материалам подсчета запасов месторождение Магат приурочено к мульде проседания, образовавшейся над соляным куполом. Выпадение части разреза в скважинах интерпретировалось как пересечение ими разрывных нарушений. В результате такой интерпретации каждая из сотни пробуренных на месторождении скважин подсекает один или два разлома.

Изучение цикличности продуктивных юрских и меловых отложений показывает, что сокращение их мощностей осуществляется как и в Припятской впадине за счет выпадения из разреза отдельных седиментационных циклов. Это объясняется тем, что осадки на блоках в течение одного или нескольких тектонических циклов не отлагались. Следовательно, ни одна из пробуренных на месторождении Магат скважин не пересекает разрывных нарушений, так как те и другие вертикальны.

Такие нормальные субпараллельные разломы, секущие через 100–200 м один из крупнейших соляных куполов Прикаспия, закартированы горными выработками и наклонными скважинами при добыче солей.

Новая геологическая информация, полученная при анализе материалов по некоторым месторождениям Прикаспия и Сибирской платформы, позволяет высказать предположение об универсальности выводов, сделанных на основании детального, комплексного изучения месторождений Белоруссии. Та-

ким образом, применение разработанных методических подходов к анализу структур осадочного чехла платформ может явиться основой для создания адекватной модели разреза и разработки рекомендаций по повышению эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ.

#### С п и с о к л и т е р а т у р ы

1. Гарецкий Р. Г., Кислик Э. А., Обровец С. М. и др. Девоиские соленосные формации Припятского прогиба. – Минск: Наука и техника, 1982. – 208 с.

2. Глан Ю. Р., Кривицкий А. Б., Редкоп В. А. Скважинная сейсморазведка с применением многократных систем наблюдений в Припятском прогибе. – В кн.: Повышение эффективности геофизических исследований в нефтегазоносных районах. – М.: ВНИГНИ, 1986, с.25–32.

3. Постников Е. В., Солдатов В. В., Андрющенко А. И. Анализ ритмичности и литофаций при моделировании природных карбонатных резервуаров в задонско-елецких отложениях ряда месторождений Припятского прогиба. – В кн.: Проблемы регионального и локального прогноза коллекторов. – Минск: БелНИГРИ, 1983. – с. 88–95.

В.В.Бобылев

### ЦИКЛИЧНОСТЬ ФОРМИРОВАНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ДАЛЬНОГО ВОСТОКА

Сущность цикличности заключается в том, что в развитии земной коры эпохи относительного тектонического покоя периодически и закономерно во времени сменялись эпохами тектонической активности. Чередуюсь, они образовывали циклы. Каждый цикл состоит из эпох стабилизации и активизации, первым свойственен трансгрессивный характер развития, вторым — регрессивный. Осадки, сформировавшиеся за цикл, объединяются в комплекс, а каждый комплекс состоит соответственно из подкомплексов стабилизации и активизации. Цикл начинается с региональных трансгрессий, которые индуцированы вертикальными движениями. Цикличность выражается повторяемостью во времени геологических событий, записанных в геологической летописи в форме перерывов и размывов, пород-индикаторов геологической обстановки (конгломераты, брекчии, угленосы, олистостромы, осадки, сформировавшиеся в бескислородных условиях и др.), смены морских осадков континентальными, вулканической деятельности, палеосейсмичности и др. Сгруппированные во времени, эти события, как показал анализ геологических разрезов чехла Туранской плиты и мезозойского обрамления Сибирской платформы /1/, легко коррелируются и отражают динамику развития нефтегазонасного бассейна (НГБ).

Длительность циклов строго не выдержана и колеблется от 50 до 62 млн. лет. Именно в этот отрезок геологического времени укладывается образование НГБ со всей суммой факторов, определяющих РОВ в осадках, генерацию, миграцию, аккумуляцию и консервацию УВ, то есть единый цикл от ОВ в осадках до формирования скоплений УВ. Э.Хеллем (1983) отмечает в осадконакоплении океанов циклическое чередование политаксонных и олиготаксонных эпох, длительностью около

32 млн. лет каждой. Первые по характеру развития сопоставимы с эпохами стабилизаций, вторые — с эпохами активизаций.

Повторяемость геологических процессов во времени — широко распространенное явление и в последнее время привлекает внимание исследователей. Делаются попытки выявить частные и общие закономерности цикличности с тем, чтобы использовать их для восстановления действительного хода геологической истории земной коры и, как частный случай, НГБ. Применительно к кайнозойскому комплексу Дальнего Востока нет недостатка в исследованиях периодичности геологических процессов. По Сахалину можно указать на работы С.Н.Алексейчика (1963), выделившего в разрезе кайнозоя шесть ритмов, и И.И.Ратновского (1985), подразделившего кайнозой на четыре структурно-формационных комплекса с ларамийской, дунайской, аттической и кавказской эпохами тектоно-магматической активности между ними; О.А.Мельникова (1970), расчленившего разрез кайнозоя на три регрессивно-трансгрессивных цикла. Выделяются циклы и более высокочастотные. Так, применительно к Камчатке геологические процессы были подразделены на эвстатические с периодами 10–13 млн. лет, 2,0–2,5 млн. лет и 200 тыс. лет и регионально проявившиеся тектонические с периодами более 25–30 млн. лет, 1,0–1,5 млн. лет, 500 тыс. лет /4/. Эти реально существующие процессы протекают внутри единого бассейна, отражая многообразие геологических явлений в его развитии.

Изучение цикличности региона базировалось на анализе геологических разрезов крупных естественных структурных элементов. Шкала абсолютного геологического времени взята по У.Харленду (1985).

При составлении схемы хронолитологических разрезов отложений Дальнего Востока (вклейка) были использованы стратиграфические материалы по впадинам его материковой части — В.Г.Варнавского (2), по Сахалину — И.И.Ратновского (1985), Б.А.Сальникова и др. /5/, Л.С.Жидковой и др. (1982), Н.А.Волошиновой (1978), О.А.Мельникова (1970), Л.И.Митрофановой (1983); по Западной Камчатке — И.И.Тютрина и В.М.Дуничева (1985), Ю.Н.Григоренко (4), Н.Я.

Буртман и др. (1985), И.Г.Прониной (1985), Л.Ю.Буданцева (1985), Ю.Б.Гладенкова и др. /3/, М.Я.Серовой (1983). Изученность стратиграфии кайнозойских отложений региона в целом высокая, особенно применительно к Сахалину. Вместе с тем, отмечаются несоответствия стратиграфических схем по моллюскам, фораминиферам и палинологическим комплексам (М.Я.Серова, Л.И.Фотьянова, 1982; Б.А.Сальников и др., 1979; Л.И.Митрофанова, 1983; Л.С.Жидкова, 1983). Расхождения в определении возраста отдельных свит, например свит даехурийского горизонта, по разным видам ископаемых значительно, до двух смежных стратиграфических подразделений. Особенно большие различия в возрасте свит на Сахалине по данным И.И.Ратновского и Л.И.Митрофановой. Схема кайнозоя Сахалина унифицирована частично: только два горизонта (мачигарский и помырский) являются общими для всего острова /5/.

Кайнозойские отложения региона представлены сравнительно однообразными терригенными осадками, местами насыщенные кремнистыми образованиями (Восточный Сахалин) и вулканогенным материалом (особенно на Камчатке) в виде туфов, туфолав, местами лав основного или среднего состава. Повсеместно в основании и кровле разрезов присутствуют угленосы – своеобразные стратиграфические реперы; на материковых впадинах резко преобладают континентальные образования.

По характеру развития в верхней рассматриваемой части чехла изучаемой территории выделяются два цикла – позднемезозойский – в объеме от альба до раннего эоцена, длительностью 55 млн. лет и кайнозойский – от среднего эоцена по антропоген включительно, продолжительностью 51 млн. лет.

В первом-к эпохе стабилизации отнесен существенно глинистый, местами глинисто-терригенный или вулканогенный альб-кампанский подкомплекс, сформировавшийся на фоне общей региональной трансгрессии. Активизация региона началась с маастрихта – времени формирования регрессивных осадков красноярковской свиты на западе и севере Сахалина, существенно вулканогенных осадков березовской свиты Восточного Сахалина, кирганинской свиты Западной Камчатки. В результате ларамийской складчатости на границе мела и палеогена

подкомплекс стабилизации существенно уплотнился (на Западной Камчатке плотность пород по Ю.С.Воронкову составляет от 2,62 до 2,77 г/см<sup>3</sup>; близкие значения и по Сахалину), был дислоцирован и разбит на блоки. На это же время приходится длительный гиатус, охватывающий частично маастрихт (размытая часть); даний; ранний, местами часть позднего палеоцена (от 6 до 12 млн.лет). В литературе упоминалась возможность постепенного перехода мела в палеоген, например, на главном верхнемеловом поле Сахалина, но эти единичные случаи требуют специальной проверки (О.А.Мельников, 1970).

В заключительную фазу активизации почти повсеместно на Западном и Северном Сахалине, Западной Камчатке формировались толщи континентальных груботерригенных угленосных пород (снежинкинская, хулгунская, напанская свиты) небольшой мощности (0,35–0,40 км и только местами до 1,0 км и более – Ламанонско-Чеховский и Пусторешский прогибы), залегающие на структурах мезозоя с режим угловым несогласием (Г.Л.Берсон, 1980). В Средне-Амурской впадине мел-палеоценовая часть разреза не вскрыта и о характере этой эпохи достоверных данных нет. В Зейско-Буреинской впадине в эпоху активизации позднемезозойского цикла развития формируются промышленные угленосные кивдинская и низы райчихинской свит. Здесь, как и в других регионах, угленосные отложения подчеркивают относительную активность развития бассейна. Напряженное развитие эпохи характеризует частая смена типов осадконакопления. Для Западной Камчатки в палеоценовой напанской свите уверенно отмечаются три кратковременные морские трансгрессии (Ю.Н. Григоренко, 1978).

Почти все исследователи оценивают верхнемеловые образования региона как малоперспективные или бесперспективные в отношении открытия промышленных скоплений УВ в связи со значительным уплотнением пород, отсутствием коллекторов и больших глубин их залегания (Ю.А.Тронов и др., 1979; Ю.С.Воронков и др., 1982; Ю.К.Бурлин, 1981; И.И. Тютрий, 1983). Верхнемеловой подкомплекс эпохи стабилизации, обладавший высоким генерационным потенциалом, в настоящее время, судя по его геохимическим, геотермическим и фи-

зическим параметрам (Ю.К.Бурлин, 1981; Ю.С.Воронков и др., 1982) и истории геологического развития региона (Ю.К.Бурлин и др., 1980, 1983, 1984) прошел фазу генерации УВ и большей частью находится ниже "мертвой" линии. Это произошло, видимо, в начале палеоцена, когда после длительных погружений регион стал воздыматься и длительная эрозия привела к смыву значительных по мощности осадков, разрушению и уничтожению сформировавшихся к этому времени скоплений УВ.

Кайнозойский (незавершенный) цикл охватывает историю геологического развития палеогена и неогена в тектонически сложнейшей области перехода от материка к океану, что нашло отражение в размытости и нечеткости некоторых границ этапов развития, в неоднородности осадков по составу и генезису. Комплекс пород цикла общей мощностью от 0,5 км в некоторых материковых впадинах региона до 5,0 км и более в прогибах Западного Сахалина, представлен преимущественно морскими терригенными, местами вулканогенными и континентальными осадками. По характеру истории геологического развития цикл разделяется на эпохи стабилизации ( $Pg_2^2 + N_1^1$ ) и активизации ( $N_2^2 + A$ ).

Эпоха стабилизации повсеместно начинается с трансгрессивных морских осадков. На Западном Сахалине это конгломераты краснопольевской и песчаники токарадийской свит; в прогибах Западной Камчатки подкомплекс начинается песчаниками снатольской и глинами и алевролитами ковачинской свит. Смена позднемезозойского цикла кайнозойским четко отображена на графиках Ю.Н.Григоренко и других /4/ и в схемах О.А.Мельникова (1970). Восточный Сахалин в эоцене представлял собой или высокую сушу, где местами в грабенах формировались континентальные отложения (люкаминская свита Пограничного и Лунско-Намшинского прогибов), или береговую зону с прибрежно-морскими осадками (прогиб залива Терпения).

Верхний возрастной предел эпохи стабилизации неоспорен. Это граница показана нами с большой долей условности на основании стратиграфических схем по региону, предложенных на межведомственном стратиграфическом совещании (1974). В соответствии с этими схемами, надмачигар-

ские слои, составляющие даехурийский горизонт (даехурийская, пиленгская свиты и их возрастные аналоги), отнесены к низам миоцена, а поскольку они представлены кремнисто-глинисто-терригенным рядом формаций, свойственным трансгрессивному типу развития структур, автор их включил в подкомплекс стабилизации. Проводя верхнюю границу подкомплекса стабилизации по кровле нижнего миоцена, мы, видимо, на 10 млн. лет омолаживаем ее верхний возрастной предел. Это связано с тем, что стратиграфы ПГО "Сахалин-геология" (Л.И.Митрофанова и др.) на основе анализа фораминиферовой микрофауны пришли к уверенному выводу о позднеолигоценном возрасте даехурийского горизонта. Если это так, то граница подкомплексов стабилизации и активизации совпадает с контактом палеогена и неогена - важнейшим историко-тектоническим рубежом с которым повсеместно в Тихоокеанском кольце сложились различные геологические события /2/. Поэтому, названную границу следует проводить в материковых впадинах в основании бузулукских и ушумунских угленосов (логично отнести их к эпохе активизации), на Сахалине - в кровле даехурийского горизонта, а на Камчатке - в кровле вивентекской свиты, отнеся к верхнему олигоцену (Л.И.Митрофанова). Такое положение границы позволило бы легко скоррелировать этапы развития кайнозойских впадин и прогибов Сахалина и Камчатки, материковой части Дальнего Востока /2/ и Северо-Востока (В.В.Иванов, 1985).

Подкомплекс стабилизации довольно пестр по составу. Во впадинах материковой части Дальнего Востока формируются континентальные, существенно глинистые отложения, по восточной периферии Средне-Амурской и Нижне-Амурской впадин произошло излияние лав основного, местами среднего состава - эффузивов, обычных для эпох стабилизации /1/. Ушумунские угленосы в кровле подкомплекса свидетельствуют о начале новой эпохи в развитии района.

На Сахалине и Западной Камчатке подошве подкомплекса отвечают морские песчано-алеврито-глинистые и алевролитоглинистые формации краснопольевской, токарадийской, снатольской и ковачинской свит эоцена. На среднюю часть эпохи - олигоцен - приходится относительная активизация, вы-

развившаяся в формировании терригенно-вулканогенной, терригенно-туфолавовой и терригенной формаций аракайской, ма-чигарской и аманинско-гакхинской свит. Подкомплекс венчается мощным кремнисто-глинисто-вулканогенным нижнемиоценовым (а скорее всею, верхнеолигоценным) рядом формаций, отчетливо проявившимся как на Сахалине (холмская, невельская, тумская, даехуриинская, пиленгская свиты), так и в структурах Западной Камчатки (вивентекская и утхолокская свиты). Таким образом, в развитии подкомплекса отчетливо выделяются три этажа, разделенные между собой, как это показано на вклейке резкой сменой состава пород (прогибы Сахалина: Ламанонско-Чеховский, Ясноморский, залива Терпения, Пусторечский прогиб Западной Камчатки) или стратиграфическими перерывами или размывами (особенно четко это видно в материковых впадинах, отчасти в прогибах Западного Сахалина, перерывом на границе мачигарского и даехуриинского горизонтов на севере Сахалина). Масштабы перерывов из-за недостаточной изученности разрезов неясны.

Эпоха активизации кайнозойского цикла охватывает время от среднего миоцена до антропогена включительно; эпоха не завершена. Для нее характерно сгущение глатусов. Здесь выделяются перерывы в нижнем и среднем миоцене, между миоценом и плиоценом, в подошве антропогена. Перерывы совпадают с штирийской, алеутской, татарской и охотской фазами складчатости. Масштабы перерывов различные (Л.И. Митрофанова и др., 1983) отмечают, что в Пограничном прогибе в разрезе уранайской свиты отсутствуют две диатомовые зоны (верхи среднего и низы верхнего миоцена), что позволяет говорить о перерыве продолжительностью около 3,5 млн. лет. Этот перерыв прослежен на Сахалине, подтвержден большим объемом сейсмических работ и бурением в окраинных морях севера и запада Тихого океана (С.В. Точилина, 1985). На Западном Сахалине с ним связано формирование угленосов верхнеудуйской свиты, а на западе Камчатки хорошо следится предильинский размыв. Глатус продолжительностью около 1 млн. лет фиксируется на границе миоцена и плиоцена (С.В. Точилина, 1985; И.И. Ратновский, 1985). Сложность этой границы в том, что на Сахалине она проходит внутри маруямской свиты /3/. В отношении этого

размыва показано /3/, что повсеместно в седиментационных прогибах северо-восточной Азии в поаднем миоцене-плиоцене тектонические движения проявлялись синхронно: в конце миоцена страна была охвачена общим воздыманием, регрессией, складчатостью, определившей современные структурно-тектонические черты региона. Раннеплиоценовая трансгрессия сформировала осадки помырского горизонта.

Подкомплекс активизации на материковой части Дальнего Востока представлен континентальными угленосами в миоцене (бузулинская и ушумунская свиты) и преимущественно песчаными, местами речными грубообломочными формациями в плиоцене (белогорская и приамурская свиты). На Сахалине - терригенно-угленосным рядом формаций (песчаные, песчано-глинистые, алевролитно-песчанистые, алевроито-глинистые, угленосные формации) в миоцене и глинисто-песчаные угленосные или лигнитовые формации в плиоцене. Для Западной Камчатки характерны различные терригенные формации с существенной примесью туфогенного материала и с лигнитами в плиоценовой части разреза.

Различные аспекты нефтегазоносности кайнозойского комплекса рассмотрены в ряде работ по региону (Ю.С. Воронков и др., 1980, 1983, 1985; Ю.К. Бурлин 1981, 1985; И.И. Тютрин и др., 1983, 1985 и др.). Мнения исследователей единодушны в благоприятной промышленной оценке кайнозойского комплекса и расходятся только в определении возраста скоплений УВ на Камчатке: одни исследователи первоочередным объектом считают палеоген, другие - миоцен (И.И. Тютрин, В.М. Дуничев, 1982; В.К. Казьянин, 1983; Ю.С. Воронков и др., 1983, 1985). Все выявленные в регионе месторождения и залежи нефти и газа приурочены к среднему и верхнему миоцену и только нижняя, самая крупная залежь Окружного месторождения в Пограничном прогибе, связана с кремнистыми породами пиленгской свиты (И.И. Тютрин и др., 1983).

С точки зрения цикличного развития региона преимущественная нефтегазоносность подкомплекса активизации кайнозойского цикла объясняется следующим. Палеогеновая часть осадков, сложенная в основном терригенными и кремнистыми породами, формировалась при почти непрерывном



осадконакоплении. Погружаясь, эти осадки вступали в благоприятные термобарические условия и продуцировали УВ, рассеянные в породах подкомплекса. И только в миоцене, вследствие частых смен палеогеографических обстановок начали формироваться терригенные существенно песчанниковые толщи расти складки, проявляться разрывы и трещиноватость в породах, что способствовало миграции элизионных вод и УВ. То есть, если в эпоху стабилизации из рассеянного в породе органического вещества формировались УВ, то в эпоху активизации создавались условия для их миграции и аккумуляции. Эта общая закономерность, подтвержденная в других районах, имеет место и на Дальнем Востоке.

Из вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1. В верхней части осадочного чехла выделяются два комплекса пород, соответствующие двум геологическим циклам: позднемезозойский – в объеме от альба до раннего эоцена включительно (55 млн. лет) и кайнозойский, незавершенный – средний эоцен – антропоген (51 млн. лет). Циклы, в свою очередь, состоят из эпох стабилизации и активизации. В эпохи стабилизации осадки формируются в условиях региональных трансгрессий почти с непрерывным осадконакоплением; разнообразия органического мира; накопления ОВ; наращивания мощности подкомплекса. Интервалам активизации свойственны площадные поднятия, обширные региональные регрессии и перерывы в подводном осадконакоплении со сгущением гилтусов в разрезе, структурные несогласия, формирование и рост складок, дизъюнктивная тектоника, разуплотнение и "тотальная" трещиноватость пород, при глубоких размывах – частичное или полное разрушение нефтегазонального подкомплекса. Судя по физическому состоянию пород, верхнемезозойский нефтегазональный комплекс в регионе частично разрушен и, видимо, не обладает первичным промышленным нефтегазональным потенциалом. Кайнозойский комплекс нефтегазонален.

2. Опираясь на хронолитологические разрезы по региону и учитывая историю геологического развития других регионов, мы считаем возможным отметить, что возраст некоторых стратиграфических подразделений вопреки существующим мнениям может быть уточнен. Например, вслед за Л.И.Митрофа-

новой, осадки даехуриинского горизонта мы отнесли бы к верхнему олигоцену.

3. Отмеченную периодичность в формировании осадков на Сахалине, Западной Камчатке и материковой части Дальнего Востока следует использовать как дополнение к геофизическим методам при прогнозировании характера разреза коры под водами внутренних морей.

4. Рассматриваемый регион обширен и расположен в переходной зоне от материка к океану, откуда наступали трансгрессии и который был базисом для регрессий. Вместе с тем, в кайнозойской истории геологического развития выявляется его устойчивость к единству структуры.

#### С п и с о к л и т е р а т у р ы

1. Б о б ы л е в В. В. Цикличность мезозойско-кайнозойского мегакомплекса севера Сибирской платформы. – В кн.: Специфичность геологических условий и нефтегазональности Сибири при выборе направлений поисково-разведочных работ. – М.: ВНИГНИ, 1985, с. 162–169.
2. В а р н а в с к и й В. Г. Корреляция геологических событий – М.: Наука, 1985, с.144.
3. К о р р е л я ц и я геологических событий позднего миоцена-плиоцена северо-запада Тихоокеанского пояса / Ю.Б.Гладенков, Л.С.Маргулис, В.О.Савицкий, А.Е.Шанцер. – Изв. АН СССР. Сер. геол., 1980, №9, с. 5–20.
4. Г р и г о р е н к о Ю. Н., Б а к л а н о в а Л. С., Б е л о н и н М. Д. К познанию процессов формирования структурно-вещественных комплексов в переходных зонах. Основные этапы развития осадочных бассейнов СЗ части Тихоокеанского подвижного пояса. – Л.: ВНИГРИ, 1982, с. 77–96.
5. С т р а т и г р а ф и я нефтегазональных и перспективно-нефтегазональных толщ Сахалина. Новые данные по геологии и нефтегазональности Сахалина / Б.А.Сальников, Г.С.Мишаков, А.Д.Архипова и др. – Л.: ВНИГРИ, 1979, с.4–34.

П.В.Анцупов, В.А.Богино,  
С.К.Жадченко, Ю.А.Иванов,  
С.П.Микуцкий

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ В РАЙОНАХ СО СЛОЖНЫМ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ СТРОЕНИЕМ КАК РЕЗЕРВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Сибирская платформа, занимающая площадь около 4 млн. км<sup>2</sup>, является еще слабоизученной территорией, хотя перспективы ее нефтегазоносности оцениваются высоко. Трудность поисковых работ здесь заключается в сложном геологическом строении этого крупного потенциально нефтегазоносного региона, с которым обоснованно связываются прогнозы дальнейшего развития нефтегазовой промышленности восточных районов страны на последующий обозримый период. Наиболее исследованной частью территории являются южные и юго-западные районы (Непско-Ботубинская и Байжитская антеклизы, Ангаро-Ленская ступень), где в последние десятилетия открыт ряд месторождений нефти и газа, связанных в основном с триасовыми вендскими и карбонатно-соленосными верхневендско-нижнекембрийскими отложениями.

На Сибирской платформе широко развита блоковая тектоника в фундаменте, которая получила отражение и в осадочном чехле. Наличие мощных соленосных и трапповых толщ в нижнем и среднем кембрии в значительной степени затрудняет поиски локальных структур, перспективных на нефть и газ. На рассматриваемой территории преобладают малоконтрастные и полузамкнутые антиклинали, брахиантиклинали и куполовидные поднятия, осложненные соляной тектоникой и траппами, а также структуры литологического и стратиграфического экранирования, которые, как правило, весьма трудно картируются геофизическими работами, что, в конечном итоге, влияет на качество подготовки структур и снижает эффективность поисковых исследований на нефть и газ.

Поскольку геологическое развитие Сибирской платформы в вендско-раннепалеозойское время имеет сходство с развитием Восточно-Европейской платформы в девонско-каменноугольное время, представляется, что опыт, полученный при изучении отдельных нефтегазоносных регионов последней (Припятский прогиб) будет весьма полезным для повышения эффективности поисковых работ на Сибирской платформе. Припятский прогиб также характеризуется сложным геологическим строением, широко развитой блоковой и соляной тектоникой, наличием мелких, малоамплитудных, чаще приразломных структур. В то же время он достаточно изучен и выработанная здесь методика поисковых работ на нефть и газ может быть рекомендована для других регионов страны со сходным геологическим строением.

Безусловно, что эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ зависит прежде всего от методики проведения их на поисковом этапе как в период выявления и подготовки объектов к бурению, так и в период собственно бурения первых поисковых скважин. Этот этап является основным во всем геологоразведочном процессе. Ниже излагается методика проведения поисковых работ, применяемая в Припятском прогибе.

Припятский прогиб, как известно, в процессе своего развития претерпел значительные тектонические осложнения, проявившиеся в образовании многочисленных разломных дислокаций субширотного и субмеридионального направления в пределах Северной, Центральной и Южной структурных зон. Это предопределило весьма сложную блоковую тектонику прогиба, которая в сочетании с наличием в разрезе двух соленосных толщ еще более усложняет картирование поисковых объектов сейсморазведкой, особенно в Центральной структурной зоне.

Нефтяные залежи в Припятском прогибе, как правило, приурочены к гипсометрически приподнятым (головным) частям блоков. Однако, зачастую из-за сложности строения разреза и неточности интерпретации сейсмических данных первоначальные структурные построения бурением не подтверждаются. Ошибки происходят не только в характеристике структурных планов, но и в определении глубин залегания перспективных горизонтов. Так, по данным В.Б.Окушко и других

в последней пятилетке трестом "Белнефтегазразведка" были пробурены 24 скважины, не давшие притока УВ; в 14 из них (58%) отрицательные результаты связаны с низкой информативностью сейсморазведки.

Ошибки в определении глубин залегания проектных (целевых) горизонтов по материалам сейсморазведки происходят в связи с отсутствием достоверных данных о скоростных характеристиках разреза по причине сложности его строения.

Так, в скв. 1 на Свободской площади неожиданно была встречена толща пермской соли мощностью 720 м с аномально высокой для этих отложений пластовой скоростью 4700 м/с, что сопоставимо со скоростью волн в подсолевых отложениях девона. Недоучет этого обстоятельства при интерпретации сейсмических данных привел к ошибке в определении глубин залегания подсолевых отложений на 320 м. Это показывает, что в сложных условиях разреза ошибки сейсморазведки при отсутствии привязки к результатам бурения неизбежны. Если же учесть, что в Припятском прогибе ловушки нефти зачастую малоамплитудны, то при таких погрешностях рассчитывать на получение высокой эффективности поисковых работ трудно. В 1981–1985 гг. на ряде площадей в десяти скважинах (Казанской 19, 20, 22, 25, Октябрьской 14, 19, Борисовской 7, 9, Оземлинской 10 и Судовицкой 19) были неправильно протрассированы сбросы; в трех скважинах (Чкаловской 1 и Полесской 9, 10) были допущены ошибки в определении границ распространения перспективного комплекса и в скв. 2 (Западно-Золотухинская площадь) не было подтверждено строение ловушки.

Аналогичные примеры наблюдаются и в восточной части Припятского прогиба. По данным объединения "Белоруснефть" за 1985 г. результаты бурения скв. 1 на Шербовской структуре не подтвердили наличие свода, выделенного по данным сейсморазведки. На Западно-Малодушинской площади поверхность верхнесоленосной толщи вскрыта одной из скважин на 400 м выше, чем предусматривалось сейсморазведкой. Имеются значительные отклонения в глубинах залегания подсолевых терригенных отложений до 200 м на Северо-Надвинской структуре и верхнесоленосных отложений до 650 м там же. На Летешинском месторождении в скв. 2 отклонения по

глубине залегания терригенного комплекса подсолевых отложений составили 400 м.

Очевидно, что если бы сейсморазведка опиралась на фактические данные ранее пробуренных параметрических скважин, то многие из отмеченных ошибок были бы своевременно устранены и эффективность сейсмических работ в целом была бы выше, а это значит, что поисковое бурение проводилось бы на более достоверной основе. Характерным примером этому могут служить геологоразведочные работы на Южно-Оземлинской площади. В 1977 г. здесь были проведены детальные сейсмические работы, которые были привязаны к данным ранее пробуренной Моисеевской параметрической скважины. Сейсморазведочные исследования показали, что структура по подсолевым и межсолевым отложениям представляла собой моноклиальный блок северо-восточного погружения под углом соответственно  $8^{\circ}$  и  $5^{\circ}$ , ограниченный с юга, запада и юго-востока тектоническими нарушениями, амплитудой до 50 м. Первая же поисковая скважина, заложенная в 1979 г., установила наличие нефтяной залежи в семи-лукско-старооскольских отложениях. Последующие разведочные работы подтвердили первоначальные представления о структурном плане. Это свидетельствует о том, что высокое качество сейсмических данных было достигнуто в комплексе с результатами бурения параметрических скважин.

Высокая эффективность сейсмических работ отмечается при подготовке и других структур, на которых ранее были пробурены опережающие глубокие скважины. К ним относятся Червонослободская, Северо-Домановичская, Ленисовичская, Западно-Чернинская, Холопиничская и другие. Проведенные на них поисковые буровые работы и последующая переинтерпретация данных сейсморазведки показали, что исходные сейсмические построения подтвердились с достаточно высокой точностью при небольших отклонениях по глубинам.

В то же время, при отсутствии опережающего бурения параметрических скважин, как показал анализ, выполненный в БелНИГРИ (В.Б. Окушко и др., 1986) по Судовицкой и Славянской площадям, структурные построения по ним оказались совершенно неудовлетворительными (коэффициент подтверждения соответственно 0,28 и 0). В результате на этих площадях был пробурен ряд излишних скважин.

Не подтвердились результаты сейсмических исследований (структурные построения) по Савичской, Свободской, Заречинской, Кнышевичской и другим площадям.

Значительная часть отрицательных результатов разведки связывается и с причинами чисто геологического характера. К ним относятся ошибки в прогнозе коллектора, определении характера строения ловушки, ее размеров и др. За рассматриваемый период непродуктивными скважинами оказались Борисовская 10, Боровиковская 5, Притокская 14, Каменская 5, Казанская 21 и другие. Всего по этим причинам отрицательные результаты были получены по 10 скважинам, составляющим 42% от всех поисковых скважин. Это также свидетельствует о том, что если бы подготовка структур для поискового бурения опиралась на комплексные данные параметрического бурения и сейсморазведки, то подобных ошибок могло бы быть значительно меньше, так как параметрические скважины предопределили бы информацию по коллекторам, их насыщению и т.д. Эффективность поискового бурения в этом случае была бы более высокой по сравнению с фактической за 1981–1985 гг., когда 82% поисковых скважин не дали положительных результатов.

В связи с тем, что в дальнейшем в поисковое бурение будут включаться все более мелкие по размерам блоки, которые сейсморазведкой однозначно не картируются, совершенствование методики ведения поисковых работ становится все более актуальной задачей.

Чтобы более достоверно готовить структуры под поисковое бурение в таких сложнопостроенных районах, как Припятский прогиб, на площадях, где нет ни одной глубокой скважины, после получения данных по сейсморазведке, следует в наиболее оптимальных условиях закладывать параметрическую, а не поисковую скважину. При этом обязательным условием является выполнение в ней скважинных методов сейсморазведки. После привязки сейсмических данных к результатам бурения параметрической скважины и последующей переинтерпретации проведенных сейсмических исследований, структуру можно считать подготовленной к поисковому бурению.

Следует также предусматривать необходимость не только переинтерпретации, но и возможность, при наличии сер-

езных затруднений в структурных построениях, проведения дополнительных полевых сейсмических исследований, прежде чем структура будет окончательно переведена в число подготовленных к поисковому бурению. В параметрической скважине будут изучены все основные параметры, в том числе и промыслово-геологические. Будет исследован разрез, мощности и глубины залегания перспективных комплексов, наличие коллекторов, покрывок и флюидонасыщение.

В ряде случаев при благоприятных условиях параметрическая скважина может стать и первооткрывательницей промышленной залежи. Тогда будет достигнута максимально высокая эффективность геологоразведочных работ, так как поисковый этап будет исключен, а разведочный — становиться на уточненной структурной основе.

Если же параметрическая скважина окажется после переинтерпретации сейсмических данных не в оптимальных структурных условиях, то она позволит более правильно подходить к началу поискового этапа и проводить его с более высокой эффективностью.

По результатам бурения параметрической скважины и уточненным данным сейсморазведки можно более объективно оценивать кондиционность той или иной ловушки и экономическую целесообразность ввода ее в поисковый этап. Поэтому наряду с геологическими предпосылками важное значение приобретает и экономическая оценка конкретной перспективной площади.

Анализ восьмидесяти выявленных в Припятском прогибе залежей нефти показывает, что только шесть из них относятся к разряду средних, остальные являются мелкими и очень мелкими. Видимо, и в дальнейшем здесь будут открываться в основном небольшие по размерам залежи, поэтому методический подход к поисковому этапу бурения таких мелких ловушек должен учитывать и это обстоятельство.

В этом направлении интересные изыскания были выполнены в БелНИГРИ по экономической рентабельности геологоразведочных работ для Белоруссии. (В.Б.Окушко, 1986). Проведенными исследованиями в зависимости от глубины залегания продуктивных комплексов определено минимально допустимое количество перспективных запасов нефти, обеспечивающих рентабельность опоскования объектов (таблица).

Глубина продуктивного комплекса, км	Извлекаемые запасы нефти, тыс. т.
2-2,6	138
2,5-3,0	159
3,0-3,5	215
3,5-4,0	273
4,0-4,5	433
4,5-5,0	557

Следовательно на предварительном этапе еще до начала поискового бурения из всех подготовленных структур должны быть выделены только рентабельные, что в конечном итоге приведет к повышению эффективности поисковых работ. Если оценка возможных промышленных запасов нефти в перспективной ловушке окажется ниже установленного минимума, то структуру следует относить к классу перспективных, но не рентабельных для опоискования на данном этапе технико-экономического развития отрасли в конкретном регионе. Методика расчета рентабельности может быть для различных регионов неодинаковой, но во всех случаях она должна обеспечивать высокую эффективность поисковых работ.

После указанной оценки рентабельности встает вопрос об оптимальном количестве поисковых скважин. Их число и размещение на структуре будут зависеть от ее размера, а также от морфологии и сложности строения, количества перспективных горизонтов и соотношения их структурных планов.

Для условий Белоруссии группой исследователей БелНИГРИ (Н.А.Криштопа и др., 1986) выполнена работа, которая позволяет определить количество поисковых скважин (K) в зависимости от величины перспективных запасов ( $Q_{min}$  тыс.т), глубины продуктивного горизонта (H, м) и среднелетнего удельного прироста запасов нефти на метр бурения (q). Расчеты производятся по формуле

$$K = \frac{Q_{min}}{H \cdot q}$$

Нетрудно определить, что, например, для опоискования залежи на глубине 4,0-4,5 км с извлекаемыми запасами в 400-430 тыс.т., количество поисковых скважин равно двум. То есть для опоискования такой структуры рентабельность достигается при бурении двух поисковых скважин, не более. Залежи с запасами около 160 тыс.т и менее при глубинах до 3,0 км могут опоисковываться только одной скважиной. Аналогичные расчеты с учетом конкретных местных условий должны выполняться и в других регионах.

Если указанные выше соотношения будут достигнуты, то эффективность поисковых работ окажется максимальной. Первая поисковая скважина размещается в оптимальных структурных условиях, для Белоруссии - в головных частях блоков на расстоянии не более 1,0 км от ограничивающих их разломов. При этом учитываются условия распространения перспективного горизонта и закономерности изменения коллекторских свойств. Положение второй скважины будет определяться по результатам первой с учетом критического направления.

Итак, основываясь на многолетнем опыте проведения поисковых работ в Припятском прогибе и с учетом обобщения выполненных в последние годы теоретических разработок, для районов со сложным геологическим строением можно рекомендовать следующую усовершенствованную методику проведения поисковых работ на нефть и газ.

1. Постановка на выявленной структуре сейсмических исследований методами МОГТ с 24-х и 48-кратным перекрытиями и расстоянием между сейсмическими профилями не более 0,5 км.

2. Предварительная оценка кондиционности структуры и ловушки.

3. Бурение параметрической скважины в оптимальных структурных условиях на площади (блоке), отнесенной по предварительной оценке к числу кондиционных. Бурение следует предусматривать до вскрытия фундамента или на максимально доступную глубину.

4. Переинтерпретация ранее выполненных сейсмических работ и уточнение структурных построений. При необходимости для достижения более уверенных структурных построений

*После опов. ст. критич. направление и др. условия не учитываются (взв. направление)*

следует предусматривать и дополнительный объем полевых сейсмических исследований с учетом результатов бурения параметрической скважины. В случае, если параметрическая скважина окажется в наиболее благоприятных условиях уточненной структуры и при этом уверенно дает отрицательный результат, то эта структура (блок) исключается из фонда перспективных и дальнейшие работы на ней не проводятся.

5. По всем структурам детализированными комплексными данными бурения и сейсморазведки производится уточненная оценка кондиционности ловушки. Некондиционные структуры из дальнейших работ исключаются, а структуры, признанные кондиционными, вводятся в фонд подготовленных для поискового бурения. В случае получения на кондиционной структуре в параметрической скважине промышленного притока нефти, осуществляется, минуя поисковый этап, проектирование разведочного бурения. Если же параметрическая скважина притока нефти не дала, но оказалась не в лучших структурных условиях, то на площади проектируется поисковое бурение. Основанием для начала поисковых работ должны быть утвержденные проекты и геологические задания на каждую вводимую перспективную структуру. Безусловно, что для постановки поискового бурения из резервных перспективных структур в первую очередь должны выбираться более крупные структуры, на которых при открытии залежей УВ будет более высокий прирост их ресурсов. Количество проектных скважин рассчитывается с учетом оценки возможных извлекаемых запасов нефти. Первая поисковая скважина закладывается в наиболее благоприятных структурных условиях. С учетом ее результатов выбирается на критическом направлении место заложения второй скважины. На крупных структурах, оцененных как высокоперспективные, можно рекомендовать одновременное бурение двух скважин.

6. При открытии поисковыми скважинами промышленных залежей УВ структура передается в разведочное бурение. На этом этапе возможна оценка запасов УВ по категориям  $C_1$  и  $C_2$ .

7. При отрицательных результатах на поисковом этапе бурение прекращается и структура выводится из фонда перспективных. По результатам поискового этапа работ состав-

ляется геологический отчет с соответствующим анализом полученных данных.

Совершенствование методики поисковых работ для сложнопостроенных регионов позволяет выбирать наиболее кондиционные структуры и вести поиски залежей УВ с минимальным количеством скважин.

Что касается кажущегося на первый взгляд удорожания геологоразведочных работ в связи с предварительным бурением параметрических скважин, то это в значительной степени окупается более обоснованным выбором перспективных структур, повышенной степенью надежности их подготовки и исключением причин бурения излишних скважин, а следовательно, повышением эффективности геологоразведочных работ в целом. Это особенно важно для регионов, в которых разворачиваются крупномасштабные поисковые работы, и в том числе для Сибирской платформы.

#### С п и с о к л и т е р а т у р ы

1. Горелик З. А., Синичка А. М. Разрывные нарушения Припятского грабена и их роль в распространении полезных ископаемых. — Минск: Наука и техника, 1986, с. 180.
2. Дикенштейн Г. Х., Максимов С. П., Иванова Т. Д. Тектоника нефтегазоносных провинций и областей СССР. — М.: Недра, 1982, с. 74–98.
3. Методические указания по анализу фонда структур и уточнению оценки их нефтегазоносности. — М.: ВНИГНИ, 1983, с. 52.
4. Методические указания по ведению работ на стадиях поисков и разведки месторождений нефти и газа. — М.: ВНИГНИ, 1982, с. 74.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные в 1981–1987 гг. региональные геолого-геофизические работы позволили уточнить геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Сибирской платформы, выявить зоны нефтегазонакопления, благоприятные для поисков залежей нефти и газа в различных структурно-фациальных условиях. В параметрических скважинах промышленные притоки УВ получены в Байкитской (Оморинская и Юрубченская площади), Непско-Ботуобинской (Пилюдинская площадь), Вилюйской (Бысахтахская площадь) и Енисей-Хатангской (Хабейская площадь) НГО. В Енисей-Хатангской ГНО установлена нефтеносность юрских отложений на Среднеяровской площади. В Анабарской и Вилюйской НГО признаки нефтегазоносности выявлены на Чучуканской и Хоргочумской площадях.

В результате поисковых работ выявлены и находятся в разведке новые месторождения нефти и газа.

В Красноярском крае открыты Собинское и Юрубченское газонефтяные и Оморинское газовое месторождения. Промышленные притоки нефти получены на Желиндуковской площади.

В Иркутской области открыты Верхнечонское, Дулисьминское и Пилюдинское нефтегазовые и Ковыктинское газовое месторождения. Промышленные притоки нефти из отложений венда и нижнего кембрия получены на Тэтэринской и Тетейской площадях.

В Якутской АССР открыты Тас-Юряхское, Иктехское, Иреляхское, Маччобинское; Озерное, Центрально-Талаканское, Нижнехамакинское месторождения.

В целом эти результаты подтверждают научный прогноз о высоких перспективах недр Сибирской платформы, правильность выбора основных направлений геологоразведочных работ, но не уменьшают количества проблем, стоящих перед геологами-нефтяниками.

## С о д е р ж а н и е

Введение . . . . .	3
Данилкин С.М. Нефтегазоносные бассейны Сибирской платформы. . . . .	4
Иванов Ю.А., Зиновьев А.А. Тектонические и литолого-фациальные предпосылки размещения зон нефтегазонакопления в соленосно-карбонатных верхневендско-кембрийских отложениях Сибирской платформы. . . . .	14
Трубицын С.И. Результаты геологоразведочных работ на нефть и газ в 1981–1986 гг. . . . .	19
Зиновьев А.А., Пожариская Г.Ф., Алексеева Л.И., Золотарев Е.Г., Витухина М.И., Яковенко Ф.Н. Строение и мощность экранирующих толщ как критерий поисков незасолоненных терригенных венд-нижнекембрийских коллекторов на юге Сибирской платформы. . . . .	25
Обморошнев К.М., Ващенко В.А. Качественная и количественная оценка степени засоления карбонатных коллекторов усть-кутского горизонта на Даниловском месторождении. . . . .	35
Сметанина В.П., Бакина В.В., Разживин А.Г. Структурно-тектонические критерии перспектив нефтегазоносности восточных районов Лено-Тунгусской НПП. . . . .	45
Лукинов В.И. Авлакогены Сибирской платформы. . . . .	56
Зорькина В.А. Структурно-тектонические и литолого-фациальные критерии оценки перспектив нефтегазоносности древних толщ южной части Тунгусской синеклизы. . . . .	67
Белихова С.В. Некоторые закономерности размещения залежей нефти и газа в подсолевых карбонатных отложениях юго-восточной части Сибирской платформы . . . . .	80
Панов А.И. Структурно-тектонические и литолого-фациальные условия размещения залежей нефти и газа Байкитской антеклизы. . . . .	93
Накаряков В.Д., Кузнецов Л.Л., Жуковин Ю.А., Битнер А.К. Геохимические методы поисков нефти и газа на западе Сибирской платформы. . . . .	105
Камешцева И.В. Критерии оценки перспектив нефтегазоносности Енисей-Хатангского прогиба. . . . .	116

Кузнецов Л.Л., Куликов Д.П. Нефтегазоносные комплексы Большехетско-Тагуйской зоны нефтегазонакопления. . . . .	123
Кондаков А.В. Оценка перспектив нефтегазоносности Предверхоанского краевого прогиба с позиций глобального сравнительно-тектонического анализа. . . . .	134
Дробот Д.И., Конторович А.Э., Мандельбаум М.М., Перов С.С., Рыбьяков Б.Л. Пути совершенствования прогноза и поисков залежей нефти и газа в подсолевом карбонатном комплексе Непско-Богуобинской антеклизы	147
Постников Е.В. Цикличность соленосно-карбонатных комплексов и связи с их нефтегазоносностью. . . . .	155
Бобылев В.В. Цикличность формирования и нефтегазоносность кайнозойских отложений Дальнего Востока. . . . .	163
Анцупов П.В., Богоино В.А., Жадченко С.Г., Микуцкий С.П. Совершенствование методики поисковых работ в районах со сложным геологическим строением как резерв повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть . . . . .	176
Заключение . . . . .	186

УДК 553.98:551.242.51(571.5)

Данилкин С.М. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАСЕЙНЫ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ. - В кн.: Критерии оценки перспектив нефтегазоносности и направления геологоразведочных работ на Сибирской платформе. - М.: ВНИГНИ, 1988, с. 4-14

В пределах Сибирской платформы выделено семь нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов: Иркутский, Тунгусский, Лено-Вилуйский, Анабаро-Ленский, Хатангский, Суханский, Алдано-Майский, а также Усть-Енисейская нефтегазоносная область Западно-Сибирского НГБ. Анализируются особенности нефтегазоносности терригенного и карбонатного природных резервуаров рифея-нижнего кембрия, перми-мезозоя различных зон нефтегазонакопления бассейнов. Дается прогноз нефтегазоносности и намечаются наиболее благоприятные районы для поиска нефтяных и газовых месторождений. Библиогр. 7 назв.

УДК [551.24+551.732.022.4]:553.98.041(571.5)

Иванов Ю.А., Зиновьев А.А. ТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ПРЕДПОСЫЛКИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В СОЛЕНОСНО-КАРБОНАТНЫХ ВЕРХНЕВЕНДСКО-КЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ. - В кн.: Критерии оценки перспектив нефтегазоносности и направления геологоразведочных работ на Сибирской платформе. - М.: ВНИГНИ, 1988, с. 14-18

Рассматриваются венд-кембрийские карбонатные подсолевые и межсолевые комплексы Сибирской платформы; показаны тектонические и литолого-фациальные предпосылки размещения в их составе зон нефтегазонакопления. Обосновываются высокие перспективы поисков скоплений нефти и газа в карбонатных комплексах.



УДК 550.812:553.98(571.5)

Трубицын С.И. РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В 1981-1986 гг. - В кн.: Критерии оценки перспектив нефтегазоносности и направления геологоразведочных работ на Сибирской платформе. - М.: ВНИГНИ, 1988 г. с.19-24

В статье приводятся новые данные по геологическому строению и нефтегазоносности территории Восточной Сибири, полученные по результатам параметрического бурения, региональных геофизических исследований, поискового бурения и детальных сейсморазведочных работ за период 1981-1986 гг., Дан анализ структур по всем нефтегазоносным областям и провинциям. Выделены объекты первоочередных работ на территории Енисей-Анабарской, Лено-Вилюйской нефтегазоносных провинций.

УДК 553.98.061.7+553.98.061.4:551.732.2(571.5)

Зиновьев А.А., Пожарская Г.Ф., Алексеева Л.И., Золотарев Е.Г., Витухина М.И., Яковенко Ф.Н. СТРОЕНИЕ И МОЩНОСТЬ ЭКРАНИРУЮЩИХ ТОЛЩ КАК КРИТЕРИЙ ПОИСКОВ НЕЗАСОЛОНЕННЫХ ТЕРРИГЕННЫХ ВЕНД-НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ЮГЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ. - В кн.: Критерии оценки перспектив нефтегазоносности и направления геологоразведочных работ на Сибирской платформе.: М.: ВНИГНИ, 1988. -с.25-34

Рассматривается влияние мощности, состава и строения глинистых и глинисто-карбонатных покрышек на процессы вторичного засоления коллекторов. Впервые приводятся критерии поисков незасолоненных коллекторов и намечаются наиболее благоприятные в этом отношении участки в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы.

Ил. 2, библиогр. 5 назв.

УДК [553.98.061.4:552.54]:552.53:550.832(571.1)

Обморышев К.М., Вашенко В.А. КАЧЕСТВЕННАЯ И КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ЗАСОЛОНЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ УСТЬ-КУТСКОГО ГОРИЗОНТА НА ДАНИЛОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ. - В кн.: Критерии оценки перспектив нефтегазоносности и направления геологоразведочных работ на Сибирской платформе. - М.: ВНИГНИ, 1988. с. 35-45

Рассмотрены методические вопросы выявления засоленных нефтегазоносных карбонатных пластов по комплексу геофизических и петрофизических исследований. Показаны возможности качественной и количественной оценки содержания галита в емкостном пространстве пород-коллекторов усть-кутского горизонта и прослежен характер его засоления на Даниловском нефтяном месторождении. Приводятся основные положения оптимальной технологии интенсификации притоков нефти при испытании скважин в условиях засоленных коллекторов.

Ил. 3, библиогр. 5 назв.

УДК 551.243:553.98.041(571.56)

Сметанина В.П., Бакина В.Е., Разживин А.Г. СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОСТОЧНЫХ РАЙОНОВ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ НПП. -В кн.: Критерии оценки перспектив нефтегазоносности и направления геологоразведочных работ на Сибирской платформе. - М.: ВНИГНИ, 1988. с.45-56

Изложены результаты изучения строения и истории развития восточной части Сибирской платформы в рифей-нижнепалеозойский этапы тектогенеза. Особое внимание уделено структурно-тектоническим особенностям размещения зон нефтегазоаккумуляции в терригенных и карбонатных отложениях древних толщ.

Ил. 1, библиогр. 3 назв.

УДК [551.243.12:551.72]:55В.98(571.5)

Лукинов В.И. АВЛАКОГЕНЫ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ. — В кн.: Критерии оценки перспектив нефтегазоносности и направления геологоразведочных работ на Сибирской платформе. — М.: ВНИГНИ, 1988. с. 56–66

На основе интерпретации материалов ГСЗ, МОВЗ, ТСЗ, магнито- и гравиметрии, а также теоретического обобщения материалов по геологии Сибирской платформы и ее обрамления выделены рифейские авлакогены и наследующие их иногда "смещенные" синеклизы-авлакогены. Дана ориентация первоочередных работ на нефть и газ — на инверсионные ловушки в пределах авлакогенов и рифоподобные — вдоль их бортов.

Ил. 1, библиогр. 6 назв.

УДК [551.243+551.732]:553.98.041(571.56)

Зорькина В.А. СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДРЕВНИХ ТОЛЩ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ТУНГУССКОЙ СИНЕКЛИЗЫ. — В кн.: Критерии оценки перспектив нефтегазоносности и направления геологоразведочных работ на Сибирской платформе — М.: ВНИГНИ, 1988. с.67–79

На основании имеющихся геолого-геофизических данных проведен анализ структурно-тектонического строения древних рифей-раннекембрийских толщ южной части Эвенкийской синеклизы и Катангской седловины, позволяющий обосновать выделение зон нефтегазоаккумуляции и их перспективы. Использование литолого-фациальных предпосылок накопления рассматриваемых отложений в значительной степени конкретизирует поисково-разведочные работы на изучаемой территории.

Ил. 4, библиогр. 1 назв.

УДК [553.98.2.078:551.732.2]:552.54(571.5)

Белихова С.В. НЕКОТОРЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ПОДСОЛЕВЫХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ. — В кн.: Критерии оценки перспектив нефтегазоносности и направления геологоразведочных работ на Сибирской платформе. — М.: ВНИГНИ, 1988, с. 80–92

Рассматриваются закономерности размещения залежей нефти и газа в подсолевых венд-нижнекембрийских карбонатных отложениях юго-востока Сибирской платформы, связанные с литологическими, структурными факторами и трапповым магматизмом. Делается вывод о возможности существования двух типов залежей на данной территории. Установлено наличие вторичных залежей в подсолевых карбонатных отложениях, образовавшихся после внедрения трапповых интрузий в пермо-триасовое время и связанных с линейными зонами перехода Усольского шипа на более высокие стратиграфические уровни, а также с локальными зонами внедрения траппов. Кроме того, есть основания предполагать, что на данной территории могли сохраниться и первичные залежи в тех же отложениях.

Ил. 2, библиогр. 2 назв.

УДК [551.24+551.72.022.4]:553.98.2.078(571.5)

Панов А.И. СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ. — В кн.: Критерии оценки перспектив нефтегазоносности и направления геологоразведочных работ на Сибирской платформе. — М.: ВНИГНИ, 1988, с. 93–104

На основе палеотектонического, структурного и литолого-фациального анализов было произведено нефтегазогеологическое районирование Байкинской антеклизы с выделением

двух районов и семи зон нефтегазоаккумуляции отдельно по рифейскому, ванаварско-тайгинскому и оскобинско-катангскому комплексам. Установлено, что основными факторами латерального и вертикального распределения залежей УВ Байкитской антеклизы являются палеотектонический, обуславливающий специфику взаимоотношения коллекторских и экранящих толщ, и структурный. Отмечена положительная роль двойного структурного контроля залежей УВ.

Ил. 3, библиогр. 1 назв.

УДК 550.84:553.98(571.61)

Накаряков В.Д., Кузнецов Л.Л., Жуковин Ю.А., Битнер А.К. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА НА ЗАПАДЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ. – В кн.: Критерии оценки перспектив нефтегазоносности и направления геологоразведочных работ на Сибирской платформе. – М.: ВНИГНИ, 1988, с. 105–115

Анализируются результаты опытного применения геохимических методов поисков нефти и газа в западной части Сибирской платформы и выделяются районы, благоприятные для использования наиболее оптимального комплекса геохимических методов поисков нефти и газа.

Ил. 3, библиогр. 3 назв.

УДК 553.98.041:551.242.51(571.51)

Каменцева И.В. КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО ПРОГИБА. – В кн.: Критерии оценки перспектив нефтегазоносности и направления геологоразведочных работ на Сибирской платформе. – М.: ВНИГНИ, 1988, с.116–123.

В статье оцениваются перспективы нефтегазоносности юрско-меловых отложений Енисей-Хатангского прогиба на основе анализа палеогеохимических, палеотектонических, структурно-

турно-тектонических, частично геохимических и литологических критериев.

Комплексный анализ критериев оценки перспектив нефтегазоносности позволил выделить возможные и выявленные зоны нефтегазоаккумуляции, выяснить условия формирования и консервации скоплений УВ в них, прогнозировать перспективные участки и наметить первоочередные объекты для поисков нефти и газа.

Ил. 1, библиогр. 3 назв.

УДК 553.98:551.763.1(571.51)

Кузнецов Л.Л., Куликов Д.П. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ БОЛЬШЕХЕТСКО-ТАГУЛЬСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОАККУМУЛЯЦИИ. – В кн.: Критерии оценки перспектив нефтегазоносности и направления геологоразведочных работ на Сибирской платформе. – М.: ВНИГНИ, 1988, с.123–133

Рассматриваются новые нефтегазоносные продуктивные горизонты нижнехетской, яковлевской и малохетской свит нижнего мела. Дается краткое описание их фильтрационно-емкостных параметров, физико-химических свойств УВ и обосновываются первоочередные объекты для поисков нефти и газа.

Ил. 2, библиогр. 3 назв.

УДК 553.98.041:551.242.7(571.56)

Кондаков А.В. ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРЕДВЕРХОЯНСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА С ПОЗИЦИЙ ГЛОБАЛЬНОГО СРАВНИТЕЛЬНО-ТЕКТОНИЧЕСКОГО АНАЛИЗА. – В кн.: Критерии оценки перспектив нефтегазоносности и направления геологоразведочных работ на Сибирской платформе. – М.: ВНИГНИ, 1988, с.134–146

С целью уточнения прогнозных характеристик нефтегазоносности проведено сопоставление параметров строения формационного состава осадочного чехла и особенностей развития Предверхоаянского краевого прогиба (КП) с теми же параметрами большинства хорошо изученных КП мира. В частности, для этих структур характерны нефтегазоносность как доорогенного так и орогенного комплексов, приуроченность большей части суммарных ресурсов УВ к ловушкам неантиклинального типа и др. Установлено, что в доорогенной истории этого КП существовали периоды, когда обломочный материал сносился с антиклинорий, расположенных к востоку от современного КП, что существенно влияет на представления о распространении коллекторов в нижнетриасовых отложениях.

Ил. 1, библиогр. 4 назв.

УДК 550.812:553.98 :552.54(571.53)

Дробот Д.И., Конторович А.Э., Мандельбаум М.М., Перов С.С., Рыбьяков Б.Л. ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПРОГНОЗА И ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ПОДСОЛЕВОМ КАРБОНАТНОМ КОМПЛЕКСЕ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ. - В кн.: Критерии оценки перспектив нефтегазоносности и направления геологоразведочных работ на Сибирской платформе. - М.: ВНИГНИ, 1988. с.147-154

Рассматривается проблема освоения карбонатных коллекторов. Предложена программа ускоренной подготовки, оценки и освоения залежей УВ подсолевого карбонатного комплекса.

Ил. 1.

УДК [552.53/54:551.263]:553.98

Постников Е.В. ЦИКЛИЧНОСТЬ СОЛЕННОСНО-КАРБОНАТНЫХ КОМПЛЕКСОВ В СВЯЗИ С ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ. - В кн.: Критерии оценки перспектив нефтегазоносности и направления геологоразведочных работ на Сибирской платформе. - М.: ВНИГНИ, 1988, с. 155-165

На основе изучения цикличности разреза по промыслово-геофизическим данным и керну, а также комплексной интерпретации материалов дистанционных съемок, скважинной сейсморазведки и бурения разработана блоковая модель солёно-карбонатной формации. Намечены связи между полициклическим процессом седиментации солёно-карбонатных толщ, тектогенезом и характером строения залежей УВ. Обосновано согласное залегание солёночных и перекрывающих отложений и рассмотрены примеры использования циклостратиграфического анализа солёночных толщ для решения структурных задач.

Ил. 1, библиогр. 3 назв.

УДК 553.98.2.061:15:551.77(571.6)

Бобылев В.В. ЦИКЛИЧНОСТЬ ФОРМИРОВАНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА. - В кн.: Критерии оценки перспектив нефтегазоносности и направления геологоразведочных работ на Сибирской платформе. - М.: ВНИГНИ, 1988, с.166-175

Из анализа хронолитологических резервов верхнего мезозоя и кайнозоя впадин и прогибов Приамурья, Сахалина и Западной Камчатки следует, что в вертикальном ряду осадков выделяется два комплекса пород, соответствующих двум геологическим циклам: позднемезозойскому в объеме от альба и до раннего эоцена включительно и кайнозойскому незавершенному от среднего эоцена. Нижний комплекс сильно уплотнен, частично разрушен и, видимо, не обладает промышленным нефтегазоносным потенциалом; верхний - нефтегазо-

носен. Уточняется возраст даехурийского горизонта, в кайнозойской геологической истории региона отмечается тенденция к единству развития.

Ил. 1, библиогр. 5 назв.

УДК 550.812.012:553.98(571.5)

Анцупов П.В., Богоино В.А., Жадченко С.К., Иванов Ю.А., Микуцкий С.П. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ В РАЙОНАХ СО СЛОЖНЫМ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ СТРОЕНИЕМ КАК РЕЗЕРВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ. - В кн.: Критерии оценки перспектив нефтегазоносности и направления геологоразведочных работ на Сибирской платформе. - М.:ВНИГНИ 1988, с.176-185.

Рассмотрены пути повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ на поисковом этапе. На примере Припятского прогиба, характеризующегося сложным геологическим строением, даются методические рекомендации, которые могут быть использованы и в других регионах, в том числе и в Восточной Сибири.

Табл. 1.

---