

## СОПОДЧИНЕННОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ И СВЯЗИ МЕЖДУ СКОПЛЕНИЯМИ УГЛЕВОДОРОДОВ В НИХ НА ЮГЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

А.В. Мигурский  
(СНИИГиМС)

На юге Сибирской платформы выделяются рифейский, вендский и верхневендско-нижнекембрийский нефтегазоносные комплексы (НГК) [1]. Они отличаются формационным составом пород и строением залежей углеводородов (УВ). Рифейский НГК обособляется весьма четко из-за прерывистости распространения, резкой изменчивости толщин, своеобразия строения обнаруженных в нем скоплений УВ. Этого нельзя сказать о более верхних НГК, граница между которыми проводится по подошве катангской свиты, а различие заключается в преимущественном развитии терригенных коллекторов в вендском НГК и карбонатных в верхневендско-нижнекембрийском.

Главные объемы УВ на рассматриваемой территории были генерированы рифейско-вендскими толщами в додевонских окраинно-континентальных депрессиях и в меньшей мере во внутренних прогибах рифтовой природы. В периоды складкообразования в позднем рифее на западе и на рубеже силура-девона на юго-востоке рассматриваемой территории основные объемы первичных скоплений нефти и газа были уничтожены, а сохранившаяся часть УВ перераспределена внутрь платформы.

Месторождения УВ в отложениях рифея открыты в центральной части Байкитской антеклизы — в пределах Юрубчено-Тохомской зоны (ЮТЗ) нефтегазонакопления (рис. 1). Они приурочены к верхней части камовской серии, выходящей под предвендскую эрозионную поверхность. Единичными скважинами получены притоки УВ из фундамента, более глубоких частей рифея и перекрывающих отложений венда. Продуктивная толща имеет массивное строение, обусловленное палеокарстованием по разрывам и трещинам в гипсометрически приподнятых довендских отложениях. Карст более интенсивно затронул орго-

Анализ размещения скоплений нефти и газа в плане и по разрезу осадочного чехла на юге Сибирской платформы показывает их преимущественную приуроченность к вендскому нефтегазоносному комплексу, сложному в основном терригенными породами. Месторождения в толще рифея имеют массивное строение и четкую обособленность от вышележащих отложений. Залежи углеводородов в карбонатах перекрывающего верхневендско-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса вторичны по отношению к вендскому нефтегазоносному комплексу. В верхневендско-нижнекембрийском нефтегазоносном комплексе обнаружены скопления углеводородов в ловушках складчатонадвиговой природы. В этом случае питающие залежи в автохтоне могут быть смещены в плане в сторону погружения базальных надвигов.

The analysis of accommodation of oil and gas accumulations of in the plan and on a section of a sedimentary cover in the southern Siberian platform demonstrates their preferred location in Vendian oil-and-gas-bearing complex which has been compounded in main terrigene depositions. The fields in Riphean strata have a massive constitution and legible isolation from overlying depositions. The reservoirs of hydrocarbons in carbonates bridging over Upper Vendian - Lower Cambrian oil-and-gas-bearing complex are secondary in relation to Vendian oil-and-gas-bearing complex. In Upper Vendian - Lower Cambrian oil-and-gas-bearing complex the reservoirs of hydrocarbons in traps of a thruster nature are found out. In this case feeding reservoirs in autochthon can be biased in the plan in a direction of tilt of detachments.

генные разности карбонатных пластов рифея. На основной части ЮТЗ продуктивная толща перекрывается карбонатным вендом и лишь на юго-западе терригенными отложениями вендского НГК. Поскольку по карбонатам латеральная миграция флюидов ограничена, следует признать, что УВ мигрировали со стороны Енисейского кряжа по редким пластам гранулярных коллекторов внутри толщи рифея и (или) по отложениям венда.

Промышленный приток газа из пород рифея получен и в северо-восточной части Предпатомского регионального прогиба на Бысахтахской площади. Продуктивны трещиноватые известняки кемюстахской свиты верхнего рифея. Трещиноватость, скорее всего, приразломная, поэтому рифейский резервуар здесь имеет, в лучшем случае, зональное распространение.

Вендские скопления УВ в терригенных коллекторах наиболее широко распространены на рассматриваемой территории. Более редки месторождения нефти и газа в карбонатах верхневендско-нижнекембрийского НГК (см. рис. 1). Совместный анализ их размещения в плане и по разрезу обнаруживает следующие закономерности:

имеются месторождения нефти и газа, связанные только с гранулярными коллекторами, — Собинское, Братское, Ковыктинское, Ярактинское и др. Верхневендско-нижнекембрийский НГК в их пределах не продуктивен;

на ряде месторождений с основными объемами УВ в вендском НГК (Марковское, Верхнечонское, Среднеботуобинское) выше открыты мелкие залежи или получены единичные промышленные притоки УВ (Атовское, Оморинское, Тас-Юряхское, Иреляхское, Бысахтахское). Во всех этих случаях залежи в карбонатных пластах связаны с приразломной трещиноватостью. Примером соотношения между залежами в

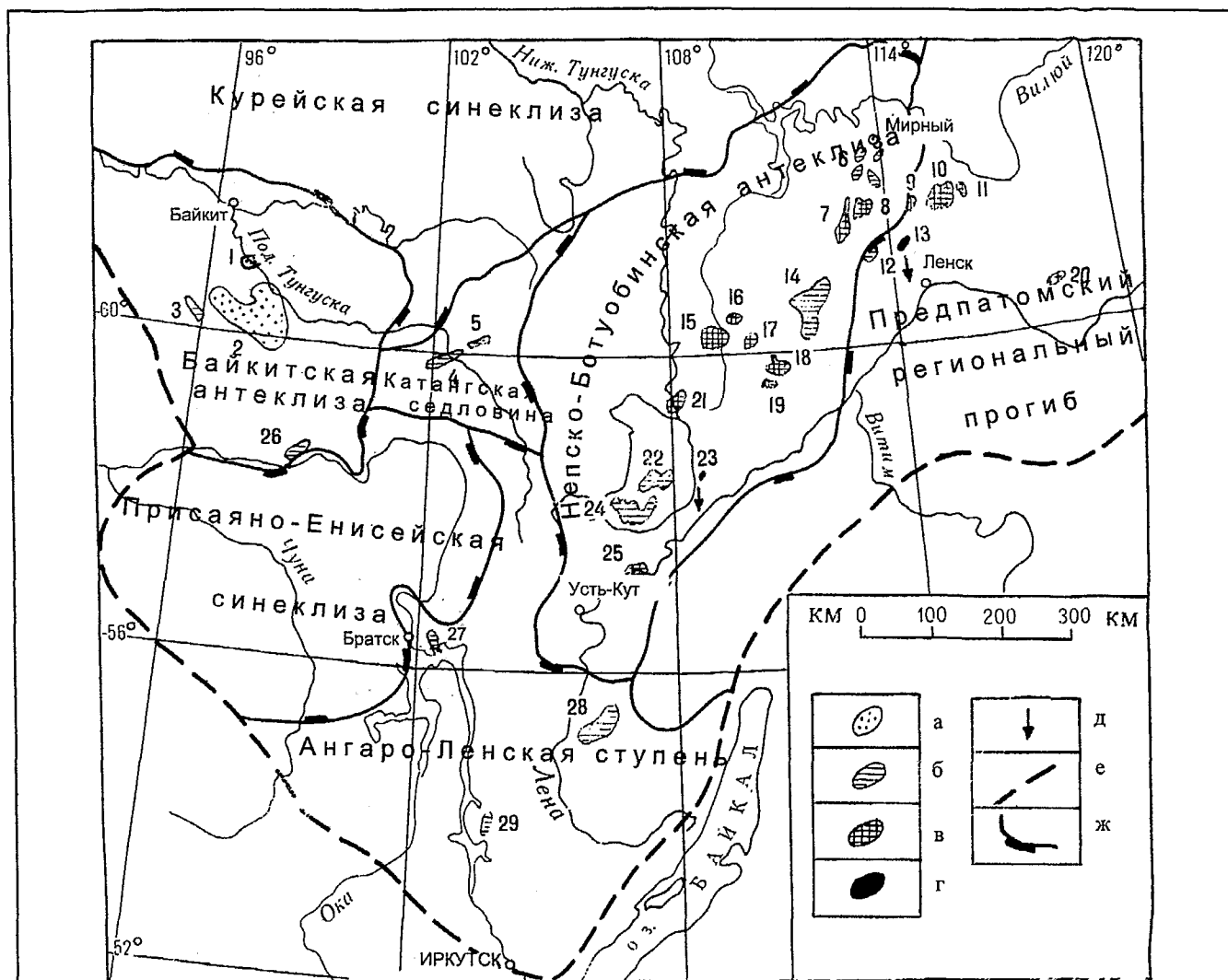


Рис. 1. Распределение залежей нефти и газа по основным нефтегазоносным комплексам на юге Сибирской платформы: залежи УВ в нефтегазоносных комплексах: а — рифейском, б — терригенном вендском, в — терригенном вендском и карбонатном верхневендско-нижнекембрийском, г — карбонатном верхневендско-нижнекембрийском; д — направление поиска материнских залежей в терригенном вендском НГК. Границы: е — Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, ж — надпорядковых тектонических структур.

Месторождения: 1 — Курумбинское, 2 — Юрубчено-Тохомское, 3 — Оморинское, 4 — Собинское, 5 — Пайгинское, 6 — Мирнинская группа залежей, 7 — Среднеботубинское, 8 — Тас-Юряхское, 9 — Иктехское, 10 — Верхневилуочанское, 11 — Вилуйско-Джербинское, 12 — Хотого-Мурбайское, 13 — Ограднинское, 14 — Чайядинское, 15 — Верхнечонское, 16 — Вакунайское, 17 — Тымпучиканское, 18 — Талаканское, 19 — Алинское, 20 — Бысахтахское, 21 — Даниловское, 22 — Дулисьминское, 23 — Пилюдинское, 24 — Ярактинско-Аянское, 25 — Марковское, 26 — Агалеевское, 27 — Братское, 28 — Ковыктинское, 29 — Атовское

разных НГК служит Верхнечонское месторождение (рис. 2). В его пределах четко фиксируется подчиненность скоплений УВ в усть-кутском и осинском пластах верхнего НГК контуру основных залежей в терригенном венде;

доминирующий объем нефти и газа в верхневендско-нижнекембрийском НГК установлен на Даниловском, Талаканском, Иктехском, Верхневилуочанском, Вилуйско-Джербинском месторождениях. Залежи в подстилающих терригенных отложениях имеют подчиненное значение. Коллекторы в карбонатных пластах обусловлены повышенной органогенностью пород. На всех этих месторождениях широко развиты сбросы и сдвиги. Вероятно, поэтому здесь и произошло перемещение основных объемов УВ из нижней терригенной части разреза в верхнюю карбонатную.

По геохимическим данным, генерационный потенциал межсолевых карбонатов очень мал. В связи с этим присутствие в них автохтонных залежей маловероятно. Для формирования в карбонатах скоплений УВ требуется их подток снизу, из терригенных отложений вендского НГК. Этот вывод подтверждается прямым соотношением в плане всех рассмотренных выше залежей УВ в вендском и верхневендско-нижнекембрийском нефтегазоносных комплексах. Сравнительная редкость открытия скоплений нефти и газа в верхнем НГК объясняется ограниченной способностью флюидов к латеральной миграции в карбонатах, изоляцией их на части территории пластами солей в тирской и усольской свитах от проводящего терригенного комплекса пород. Лишь при наличии разрывов, реже секущих даек, трубок взрыва может

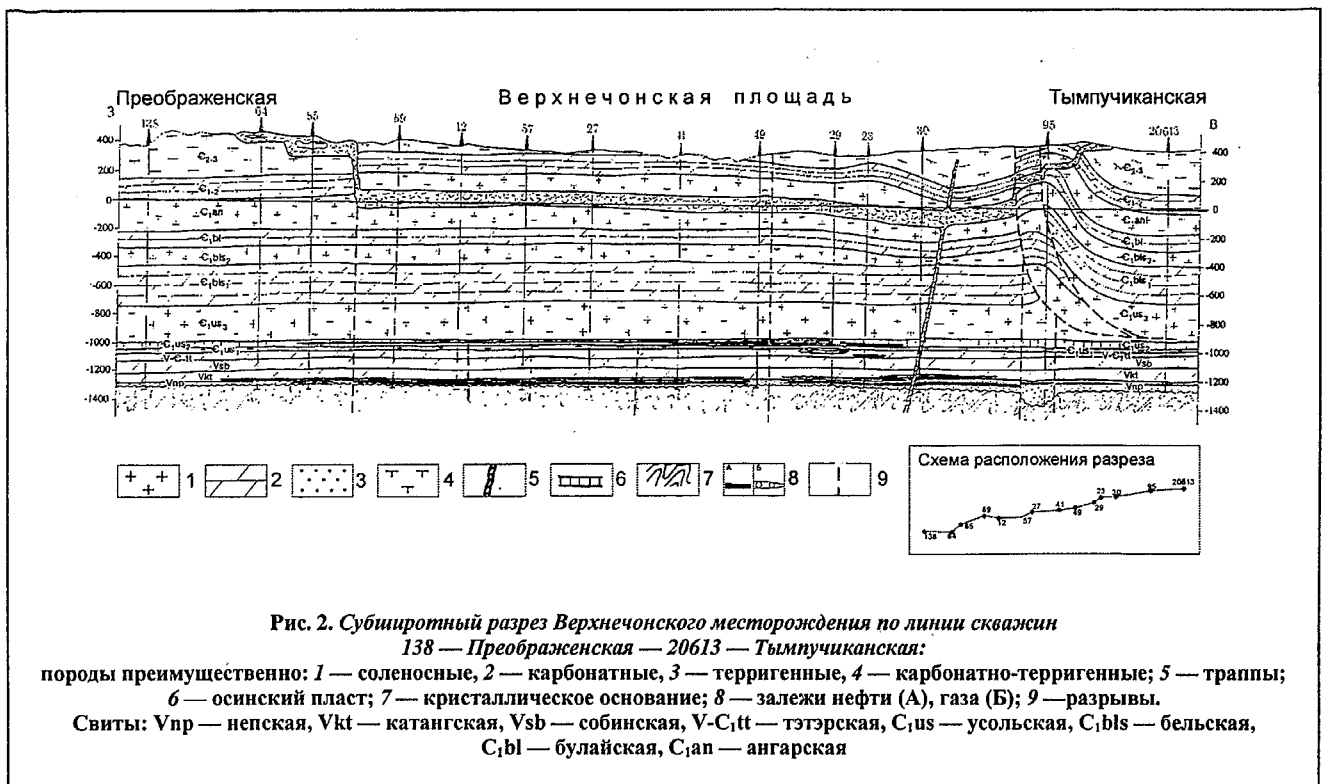


Рис. 2. Субширотный разрез Верхнечонского месторождения по линии скважин 138 — Преображенская — 20613 — Тымпучиканская:

породы преимущественно: 1 — соленосные, 2 — карбонатные, 3 — терригенные, 4 — карбонатно-терригенные; 5 — траппы; 6 — осинский пласт; 7 — кристаллическое основание; 8 — залежи нефти (А), газа (Б); 9 — разрывы.  
Свиты: Vnp — непская, Vkt — катангская, Vsb — собинская, V-C1t — тэтэрская, C1us — усольская, C1bls — бельская, C1bl — булайская, C1an — ангарская

осуществляться переток нефти и газа между анализируемыми НГК. Во всех описанных случаях перемещение УВ из вендского в верхневендско-нижнекембрийский НГК было субвертикальным.

В настоящее время сообщаемость между залежами в вендском и верхневендско-нижнекембрийском НГК в большинстве случаев отсутствует. Об этом говорит понижение пластовых давлений флюидов вниз по разрезу, характерное для всего юга Сибирской платформы. Следовательно, перемещение УВ из терригенных отложений в карбонатные происходило в предшествующие периоды и, скорее всего, во время главных фаз миграции, намеченных ранее [2].

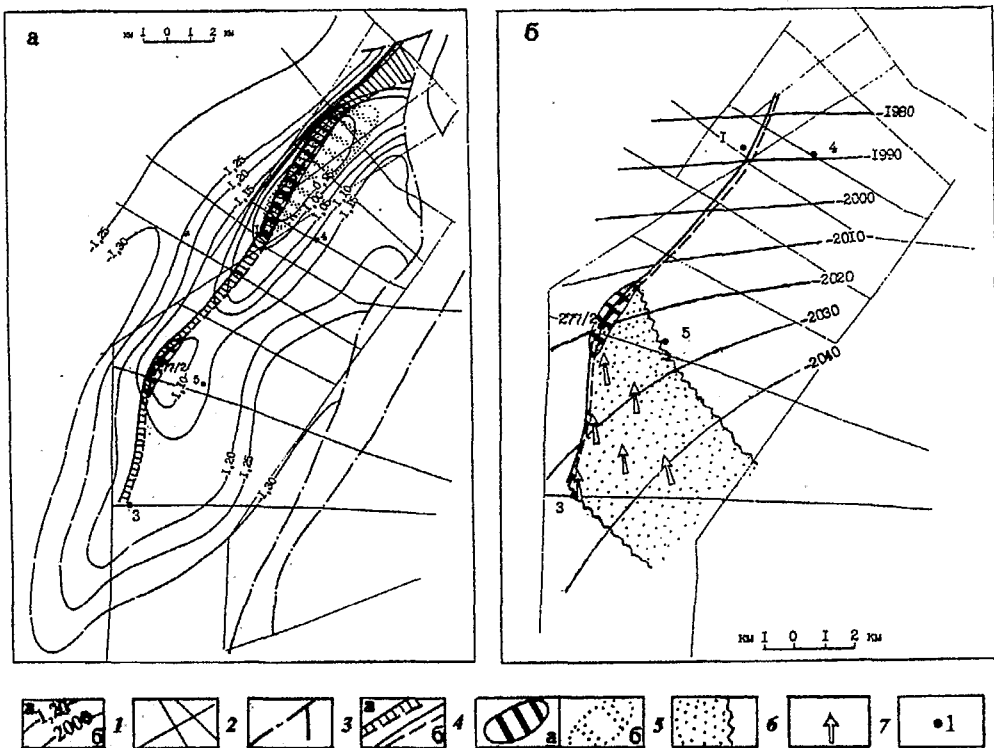
На двух месторождениях (Пилюдинском и Отрадинском) залежи УВ открыты только в карбонатных отложениях. Их особенность состоит в том, что они связаны с ловушками складчато-надвиговой природы. Это наводит на мысль, что аллохтонные залежи разобщены по латерали с питающими материнскими скоплениями в вендском автохтонном НГК. Подобное распределение питающих и питаемых скоплений флюидов является достаточно обычным для территорий шарьяжного строения. В частности, в районах покровной тектоники Ирана давно известно латеральное разобщение поверхностных источников УВ и основных (питающих) их месторождений. Это разобщение происходит из-за миграции УВ вдоль пологих надвигов и может достигать многих единиц и даже десятков километров.

Поскольку на площадях с субвертикальными перетоками УВ залежи в карбонатных породах всегда сопровождаются питающими скоплениями в подстилающих терригенных отложениях венда, следует

ожидать аналогичные скопления и в Пилюдинском и Отрадинском месторождениях. Материнские залежи, скорее всего, располагаются со стороны погружения надвиговых и шарьяжных поверхностей.

Для обоснования этого тезиса подробнее рассмотрим строение Пилюдинского нефтяного месторождения. Здесь в районах скв. 1, 2, 277 установлено рамповое осложнение, по которому детачмент переходит из тирского уровня венда в усольскую свиту нижнего кембрия (рис. 3). Залежь нефти в осинском пласте усольской свиты в районе скв. 2, 277 и проявления, примазки нефти в скв. 1 свидетельствуют о том, что взброснадвиг служил проводником УВ, по крайней мере, в период его формирования [3]. Поскольку открытая залежь носит явно вторичный характер, встает проблема поиска питающей залежи.

На участке скв. 2 и 277 автохтонные отложения (потенциальные вместители материнской залежи) образуют пологую (менее 1,6 м/км) моноклинал с наклоном пород к юго-юго-востоку (см. рис. 3, Б). Поскольку в рассматриваемом районе в кровле непской свиты развит пласт аргиллитов [4] с хорошими экранирующими свойствами, необходимо предполагать присутствие проводников флюидов от более нижних песчаных коллекторов к взброснадвику на Пилюдинской площади. Такими проводниками, скорее всего, являются разрывы ранневендского этапа растяжения. Следовательно, поиск материнской залежи нужно вести вблизи зоны перехода детачмента из тирской свиты в усольскую со стороны наклона рампа и в направлении регионального погружения пород непской свиты — к югу от Пилюдинской залежи. Эта рекомендация была дана автором в 1990 г. Пробурен-



**Рис. 3. Прогноз скоплений УВ на Пиллюдинской площади в вендском (А), верхневендско-нижнекембрийском (Б) НГК:**  
 1 — изогипсы кровли усольской свиты нижнего кембрия (а), марковского пласта песчаников непской свиты венда (б);  
 2 — сейсморазведочные профили; 3 — зоны нарушений по данным сейсморазведки; 4 — зона перехода поверхности срыва (рампы детачмента) из подосинской в надосинскую часть усольской свиты (а), из тирской свиты венда в усольскую свиту (б);  
 5 — прогнозируемые залежи УВ в осинском пласте (а), в бельской свите (б); 6 — рекомендуемый район для поиска материнской залежи в венде, питающей УВ осинскую залежь; 7 — предполагаемое направление миграции УВ; 8 — глубокие скважины

ная в 1991 г. скв. 3 у границы возможного обнаружения материнской залежи дала из марковского горизонта приток фильтра бурового раствора (дебит около  $2 \text{ м}^3/\text{сут}$  с содержанием нефти примерно  $125 \text{ л}/\text{сут}$ ). Можно полагать, что эта скважина действительно расположена у контура материнской залежи, основные объемы которой сосредоточены восточнее. Несомненно, поисковые работы нужно продолжить.

Интересное направление поиска скоплений УВ на Пиллюдинской площади связано с возможностью их обнаружения в бельской свите. Обусловлено это практически полным отжатием надосинских солей в сводовой части Пиллюдинской структуры. В частности, толщина надосинских пород усольской свиты в скв. 1 составляет всего треть, а в скв. 2 и 277 — менее половины ненарушенного разреза (скв. 4, 5). Отсюда вполне вероятен переток УВ из осинского пласта в пределы бельской свиты. С учетом большего объема валообразной ловушки за счет повышенной по сравнению с осинским пластом толщины нижнебельской подсвиты, в ней можно ожидать открытия достаточно крупного скопления УВ.

Газовая залежь в карбонатах аллохтона (юряхский горизонт) на Отраднинском месторождении вскрыта двумя скважинами (скв. 314-1 — Отраднинской, 242-0 — Суларской). Здесь же в западной скважине (314-2 — Отраднинская) получен приток газа в телгеспитских отложениях автохтона, вероятно, из подводящего канала

между материнским скоплением в терригенном венде и залежью аллохтона. Питающая залежь УВ в терригенном венде должна быть расположена южнее скв. 314-2.

Итак, на юге Сибирской платформы залежи УВ в верхневендско-нижнекембрийском НГК в большинстве случаев обнаруживают прямую связь со скоплениями нефти и газа в подстилающем нижнем венде. Получение притоков УВ из карбонатных пластов — это прямой поисковый признак находящейся поблизости питающей залежи в терригенных отложениях венда. Так было открыто первое на Сибирской платформе Марковское нефтегазовое месторождение. Для скоплений УВ в ловушках шарьяжного строения питающую залежь следует искать со стороны погружения надвигов и шарьяжей. Главным звеном нефтегазоносности юга Сибирской платформы является вендский НГК. Именно он контролировал основные миграционные потоки УВ. Залежи нефти и газа в рифейском и верхневендско-нижнекембрийском НГК вторичны по отношению к скоплениям УВ терригенного венда, хотя по объемам могут их превышать.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Мельников Н.В. Сравнительная оценка нефтегазоносных комплексов венда Лено-Тунгусской провинции // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Лено-Тунгусской

провинции. — Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. — С. 72—88.

2. Мизурский А.В. Главные этапы перестроек скоплений нефти и газа на юге Сибирской платформы // Геология и тектоника платформ и орогенных областей Северо-Востока Азии: Материалы совещ. — Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1999. — Т. 2. — С. 28—31.

3. Мизурский А.В., Старосельцев В.С. Зоны разломов — естественные насосы природных флюидов // Отечественная геология. — 2000. — № 1. — С. 56—59.

4. Непско-Ботуобинская антеклизация — новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. — Новосибирск: Наука, 1986. — 245 с.

УДК 550.812:553.98(571.5)

## ТИПИЗАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ КАК ОСНОВА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПОИСКОВЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Г.Ф. Степаненко, В.А. Топешко  
(СНИИГГиМС)

Объектом исследования служили месторождения нефти и газа, приуроченные к рифейским, вендским и кембрийским отложениям Сибирской платформы. Более двух третей из них открыто на Непско-Ботуобинской антеклизе — наиболее изученной части региона, остальные — на Байкитской антеклизе, Ангаро-Ленской ступени и Катангской седловине. Несмотря на их общую связь с древним осадочным комплексом, месторождения характеризуются исключительным разнообразием по геологическому строению, углеводородному составу, масштабам продуктивности и т.д. Тем не менее наблюдаются общие закономерности размещения на территории определенных типов месторождений. В Ангаро-Ленской ступени открыты три месторождения — Ковыктинское, Братское и Атовское с газонасыщенными залежами в чорской свите терригенного вендского комплекса. Месторождения приурочены как к антиклинальным (Братское и Атовское), так и к неантиклинальным (Ковыктинское) ловушкам. Насыщение коллекторов на Непско-Ботуобинской антеклизе, как правило, смешанное, однако оно преимущественно газоконденсатнонефтяное на юго-западе (в Иркутской области) и преимущественно нефтегазовое — на северо-востоке (в Якутии).

На юго-западе Непско-Ботуобинской антеклизы месторождения приурочены, как правило, к неантиклинальным ловушкам в терригенном комплексе венда. Среди нефтегазоконтролирующих факторов ведущая роль принадлежит литологическому вследствие неод-

На основе вероятностных геологических моделей выполнена типизация месторождений нефти и газа Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП). Показано, что, несмотря на исключительное разнообразие их по геологическому строению, углеводородному составу, масштабам продуктивности и т. д., наблюдаются общие закономерности размещения на территории определенных типов месторождений, что позволяет уже на поисково-оценочном этапе планировать определенный комплекс геолого-разведочных работ.

Types of oil and gas fields in the Lena-Tunguska Petroleum Province have been designed on the basis of probabilistic geological models. It is shown that there is a generality in the distribution of certain field types over the territory despite the enormous variability in their geological features, hydrocarbon compositions, levels of productivity and so on. This allows specific geological studies to be planned even at the prospecting and estimation phase.

нородности фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, на втором месте — стратиграфический, обусловленный выклиниванием продуктивных отложений, на третьем — тектонический (экранирование залежей поверхностью разлома). На северо-востоке антеклизы значительная часть запасов УВ, помимо терригенного вендского комплекса, сосредоточена и в карбонатном венд-кембрийском. Структурный план продуктивных отложений здесь, как правило, более сложный, чем на юго-западе антеклизы, залежи обычно приурочены к антиклинальным ловушкам и разбиты на блоки, т. е. доминирует тектонический фактор контроля залежей, а литологический и стратиграфический отступают на второй план. Систематизация залежей УВ, основанная на их вероятностных моделях, закономерностях их размещения на территории Сибирской платформы и в разрезе, позволила провести типизацию залежей, а затем — месторождений нефти и газа (таблица).

Основные критерии, определяющие тип месторождения, — категория по запасам УВ, сложность строения, углеводородное насыщение залежей, количество и стратиграфическая приуроченность залежей, тип ловушки и т. д. Авторами из их числа выбраны критерии, в наибольшей степени отвечающие поставленной цели — оптимизировать методику поисков и разведки месторождений, — категория по запасам УВ, приуроченность залежей к терригенному, карбонатному либо к обоим комплексам и тип ловушки. В ряде случаев месторождения сближены территориально и характеризуются сходным геологическим строением, что дает возможность