

ПЕРСПЕКТИВЫ НАРАЩИВАНИЯ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ ЧОНСКО-ТАЛАКАНСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Г.Ф. Степаненко, П.Н. Мельников, С.Б. Окулов
(СНИИГГиМС)

С конца 1980-х гг. в Российской Федерации произошло стремительное падение добычи нефти. Это было обусловлено в основном двумя группами факторов — экономико-политическими и геологическими. В этот период в стране начался переход от плановой к рыночной экономике. В условиях экономической дестабилизации резко сократились объемы геолого-разведочных работ, и как следствие — в начале 1990-х гг. темпы добычи нефти превысили темпы прироста запасов. К геологическим факторам, существенно снизившим структуру подготовки запасов, следует отнести уменьшение числа открываемых крупных месторождений, низкий уровень геологической изученности в высокоперспективных районах (но с неразвитой добывающей инфраструктурой), более сложное геологическое строение и более глубокое залегание высокоперспективных отложений.

Одним из путей предотвращения падения добычи и увеличения воспроизводства сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности может быть скорейшее обустройство и освоение открытых месторождений и создание на их основе новых центров добычи нефти и газа. Один из таких центров в короткое время можно было бы создать в Восточной Сибири на базе крупных Верхнечонского, Талаканского, Вакунайского, Тымпучиканского и уникального Чаяндинского месторождений. Новые центры добычи нефти и газа должны быть надежно и долгосрочно обеспечены сырьевой базой. Геологический анализ показал, что вблизи названных месторождений имеется ряд перспективных площадей, нефтегазоносность которых подтверждена прямыми (притоки от нескольких литров УВ до промышленных) и косвенными (сходное геологическое строение) признаками.

Одной из таких площадей является Сугдинская, в пределах которой прогнозируется одноименное месторождение.

Сугдинское прогнозируемое месторождение расположено в Катангском районе Иркутской области, северо-восточнее Могдинской площади и севернее Вакунайского месторождения. Оно приурочено к северо-западному погружению Непско-Ботубобинской антеклизы. В результате комплексной интерпретации

Рассматриваются вопросы надежного и долгосрочного обеспечения углеводородным сырьем Верхнечонско-Талаканской зоны за счет опосредования близлежащих нефтегазоперспективных площадей. Одной из таких площадей является Сугдинская. Разработана вероятностная геологическая модель прогнозируемого одноименного месторождения. Выполнена оценка перспективных ресурсов нефти и газа по основным продуктивным уровням.

The possibility of valid and long-term supply of the Verkhnechona-Talakan zone with hydrocarbon resources through prospect drilling of nearby oil and gas promising areas is considered in the paper. The Sugdinskaya area is one of the latter. The geological probability of the same name predicted field have been elaborated. The evaluation of prospective oil and gas resources in primary productive levels have been accomplished.

материалов сейсмо- и электро-разведки силами ГФУП «Иркутскгеофизика» выявлена Луговская структурная терраса, составными частями которой являются Сугдинская и Восточно-Сугдинская структуры. Затем последующими комплексными геофизическими работами специалистами ГФУП «Иркутскгеофизика» была выявлена и закартирована Восточно-Сугдинская аномалия залежи (АТЗ), приуроченная к одноименной структуре. Площадь Восточно-Сугдинской АТЗ составляет около 400 км². С запада к АТЗ примыкает Сугдинская структура с

площадью около 300 км². Суммарные ресурсы УВ по категории С₃ по обоим объектам составили 102 млн т УУВ, из них 80 млн т нефти, 42 млрд м³ газа. Анализ имеющегося геологического и геофизического материала позволяет пересмотреть в сторону увеличения ресурсную базу УВ Сугдинской и Восточно-Сугдинской структур и спрогнозировать вероятностную геологическую модель Сугдинского месторождения.

Прогнозируемое месторождение по площади охватывает Сугдинскую и Восточно-Сугдинскую структуры. Основанием к такому объединению может служить единая замыкающая изогипса минус 1625 м по отражающему горизонту М₂.

В геологическом строении осадочного чехла Сугдинского прогнозируемого месторождения принимают участие отложения венда, кембрия и юры. В северо-западном направлении, от Верхнечонского и Вакунайского месторождений к Могдинской площади, толщина вендского терригенного комплекса, содержащего продуктивные пласты В₁₀ (ВЧ₂) и В₁₃ (ВЧ₁), уменьшается. Продуктивные пласты выклиниваются. В крайней северо-западной части (Санарская площадь) от терригенного комплекса остается мало мощная аргиллито-алевролитовая пачка, залегающая на коре выветривания кристаллического фундамента. На Могдинской площади непская свита также мало мощна (до 10 м) с преобладанием глинисто-алевролитовых разностей и со слабовыраженными редкими прослоями песчаников. Вероятнее всего, на Сугдинском прогнозируемом месторождении, расположенном северо-восточнее Могдинской площади, толщина вендского терригенного комплекса возрастет. В его составе может появиться аналог продуктив-

ного пласта В₁₀ (ВЧ₁), с которым связывают определенные перспективы нефтегазоносности. Кроме того, Сугдинское месторождение находится в зоне развития ербогаченского продуктивного горизонта в тирской свите, из которого в скв. 200 — Ербогаченской, расположенной западнее Сугдинской площади, получен приток нефти с водой. Из этого же пласта на Могдинской площади скв. 5 дала 40 л нефтяной эмульсии. Толщина пласта может составить до 20 м. Он сложен преимущественно доломитами разноместными, ангидритистыми доломитами с примесью терригенного материала. По трещинам развито слабое выщелачивание.

Обнаружение основных залежей УВ на Сугдинском месторождении связывают с карбонатным комплексом, в составе которого выделяются ербогаченский (Б₁₄), преображенский (Б₁₂), усть-кутские (Б₄ и Б₅) и осинский (Б₁) продуктивные пласты.

Преображенский горизонт (Б₁₂) регионально нефтегазонасыщен. Его продуктивность установлена на Верхнечонском месторождении и Преображенской площади. Горизонт представлен преимущественно доломитами органогенными с прослоями ангидритов. В нижней части пласта преобладают доломитовые мергели с увеличенным содержанием глинистых разностей. По направлению к Могдинской площади в составе горизонта уменьшается количество органогенных остатков. Содержания хемогенных и биогенных пород становятся близкими. Среди коллекторов преображенского горизонта преобладают коллекторы порового и порово-трещинного типов. Локально встречаются трещинно-каверновые. Максимальный дебит нефти составил 31 м³/сут, газа — 62,6 тыс. м³/сут. Небольшие притоки нефти были получены на Санарской и Могдинской перспективных площадях. Толщина преображенского горизонта изменяется от 16 до 22 м. Максимальная пористость пород достигает 18 %, хотя обычно составляет 6...12 %. В 20 км западнее Санарской площади в параметрической скв. 214 — Немчуйской в преображенском горизонте отмечены нефтепроявления.

Залежи УВ в усть-кутском горизонте выявлены на Верхнечонском месторождении. Небольшие притоки нефти из усть-кутского горизонта получены на Санарской и Преображенской площадях. Нефтепроявления зафиксированы в Южно-Санарской и Немчуйской скважинах. Породы усть-кутского горизонта представлены преимущественно доломитами органогенными, кавернозными с прослоями глинистых доломитов. В нижней части пласта фиксируется повышенная засоленность пород. В усть-кутском горизонте выделяются коллекторы порово-трещинного, порово-кавернового, кавернопорового и реже порового типов. Поровая составляющая связана с порами перекристаллизации пород. Максимальная эффективная толщина — до 20 м. Максимальные притоки нефти (10 м³/сут) и газа (50 тыс. м³/сут) получены на Верхнечонском месторождении. Пористость пород изме-

няется от 5 до 15 %. На других площадях эти показатели ниже.

Продуктивность пласта Б₁ установлена на Верхнечонском, Вакунайском и Талаканском месторождениях. Пласт перспективен практически на всей рассматриваемой территории. Промышленный приток газоконденсатной смеси (30 тыс. м³/сут) был получен на Могдинской площади в скв. 1. На Санарской площади при испытании параметрической скв. 210 из осинского горизонта получен приток нефти дебитом 4,2 м³/сут. Нефтепроявления отмечены в параметрической скв. 214 — Немчуйской и на Ербогаченской площади. В пределах Могдинской и Талаканской площадей породы пласта Б₁ представлены преимущественно доломитами с прослоями известняков и мергелей.

Основная продуктивность осинского горизонта Талаканского месторождения связана с наличием в его составе органогенных рифогенных построек. Характерными особенностями рифогенных построек являются увеличение толщины отложений осинского горизонта и проявление в них интенсивных вторичных процессов, приводящих к развитию зон высокоемких коллекторов.

Нельзя исключить, что зона распространения органогенных построек в осинском горизонте может захватить частично Сугдинскую площадь. Обычно такие зоны имеют широкое распространение. Подтверждением этому служит обнаружение подобных образований на Вакунайской (Иркутская область) и Западной (Республика Саха) площадях.

На Верхнечонском месторождении пласт Б₁ имеет двучленное строение. В нижней части пласта преобладают водорослевые известняки с прослоями доломитов, в верхней — доломиты с прослоями глинистых известняков. Максимальные эффективные толщины (до 39 м) установлены на Талаканском месторождении. Здесь в скв. 812 — Талаканской был получен максимальный приток газа — 550 тыс. м³/сут, а в скв. 179 дебит нефти составил 288 м³/сут. Тип коллектора преимущественно трещинно-каверново-поровый. Продуктивность изменяется от 3 до 23 % (средняя — 12...15 %).

В межсолевом карбонатном комплексе в качестве нефтегазоперспективных могут рассматриваться отложения христофоровского горизонта, обладающие хорошими коллекторскими свойствами на Могдинской площади.

На рис. 1 приведен геологический разрез вдоль северо-западного погружения Непско-Ботуобинской антеклизы через Сугдинское прогнозируемое месторождение с залежами УВ в продуктивных пластах Б₁₄, Б₁₂ и Б₁ подсолевого карбонатного комплекса.

Исходя из анализа строения разрезов и приуроченности залежей УВ к определенным продуктивным пластам, а также из анализа структурных карт по отражающему горизонту М₂ (кровля тирской свиты), можно предположить, что Сугдинское месторождение может содержать залежи УВ в продуктивных пластах:

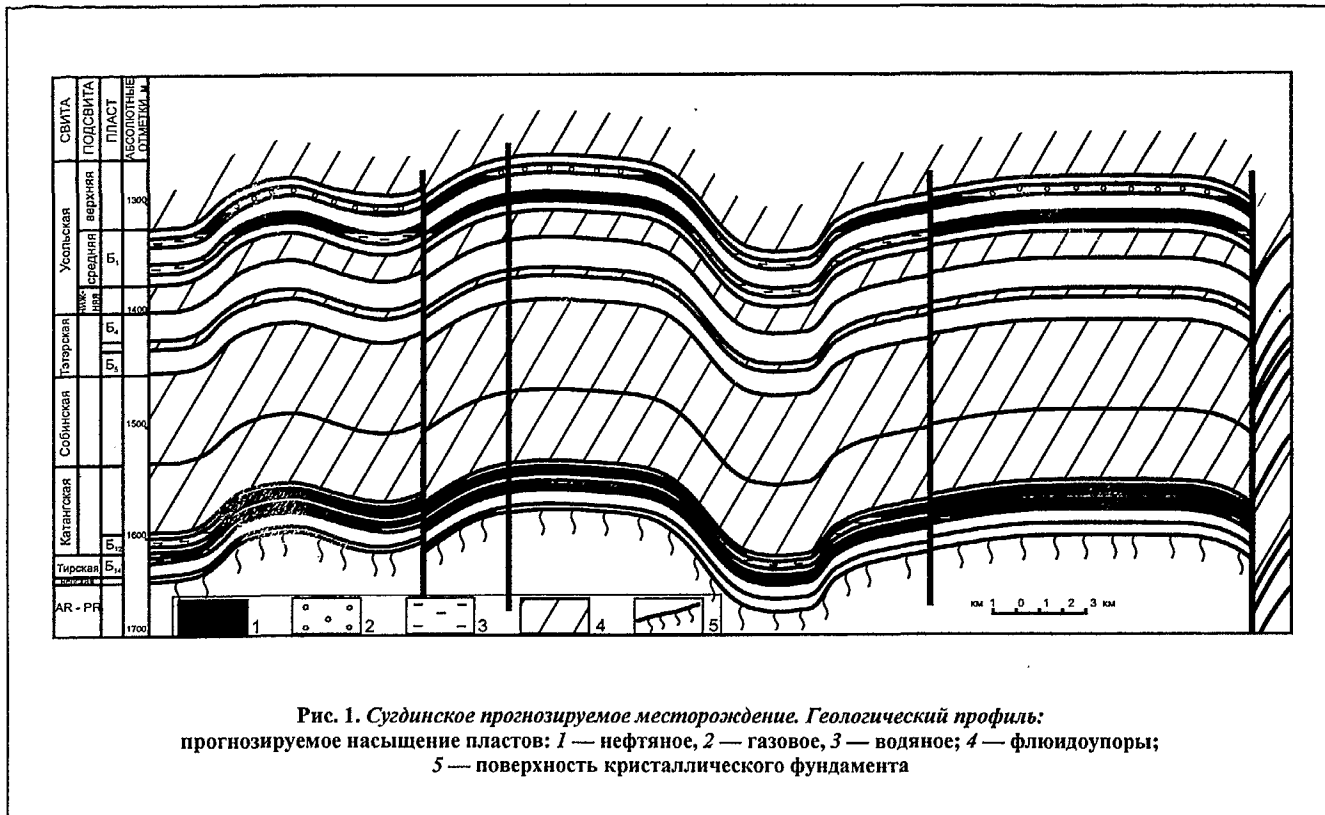


Рис. 1. Сугдинское прогнозируемое месторождение. Геологический профиль: прогнозируемое насыщение пластов: 1 — нефтяное, 2 — газовое, 3 — водяное; 4 — флюидоупоры; 5 — поверхность кристаллического фундамента

ербогаченском (B₁₄), преображенском (B₁₂), усть-кутских (B₄ и B₅) и осинском (B₁).

Залежь пласта B₁₄ нефтяная, антиклинальная, литологически и тектонически ограниченная. Толщина пласта около 20 м, из них эффективная может достигать 9 м (по аналогии с Ербогаченской площадью). Тип коллектора трещинно-каверново-поровый. Пористость пород в среднем составляет 9 % при разбросе значений от 6 до 12 %. Эффективные толщины ербогаченского горизонта на Сугдинском месторождении могут достигать 9 м, но в среднем, по-видимому, не будут превышать 6 м. Граница прогнозируемой залежи проходит в основном по линии внешнего контура нефтеносности. Возможно ограничение залежи линиями литологического замещения коллектора и дизъюнктивными нарушениями. Залежь, вероятно всего, является дизъюнктивно осложненной.

Залежь пласта B₁₂ нефтяная, антиклинальная, пластовая, дизъюнктивно осложненная и имеет блоковое строение. Толщина продуктивного пласта здесь может достигать 22 м, из них на долю эффективной части приходится 8...10 м. Эффективные толщины приурочены в основном к середине пласта. Тип коллектора преимущественно поровый и порово-трещинный. Емкостные и фильтрационные свойства имеют относительно невысокие для карбонатных пород показатели. При максимальной пористости, равной 20 %, средние ее значения несколько ниже (8...12 %), проницаемость пород варьирует от 0,1 до $50 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (средняя — $5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$). Граница прогнозируемой залежи проходит по линии внешнего конту-

ра нефтеносности. На западе залежь, возможно, ограничена линией литологического замещения коллекторов.

Залежи *усть-кутских* продуктивных пластов не показаны на прогнозном геологическом профиле. Это связано со спорадическим, непрогнозируемым развитием коллекторов на данных уровнях, что обусловлено широким развитием вторичных процессов, ухудшивших коллекторские свойства пластов. Тем не менее высокая перспективность этих горизонтов на Сугдинском месторождении несомненна и в них прогнозируются как антиклинальные, так и неантиклинальные литологически ограниченные, литологически и дизъюнктивно осложненные газонефтяные залежи.

Залежь осинского горизонта (пласт B₁) антиклинальная, многокупольная, газоконденсатнонефтяная (рис. 2). Залежь имеет вытянутую в субширотном направлении форму. Ее размеры 20 × 50 км. Граница залежи проходит по линии внешнего контура нефтеносности, который проведен по замыкающей изогипсе минус 1330 м. С юга залежь ограничивается узким грабенообразным прогибом, который на восточном ограничении залежи переходит в грабен с дизъюнктивными границами. Дизъюнктивные нарушения и структурное осложнение делают залежь на три близких по площади блока: западный, центральный и восточный. По аналогии с другими месторождениями Непско-Ботуобинской антеклизы, имеющими блоковое строение, в разных блоках прогнозируются разные уровни газонефтяных контактов.

Западный блок отделен от центрального дизъюнктивным нарушением с вертикальной амплитудой около 10 м. Водонефтяной контакт здесь прогнозируется

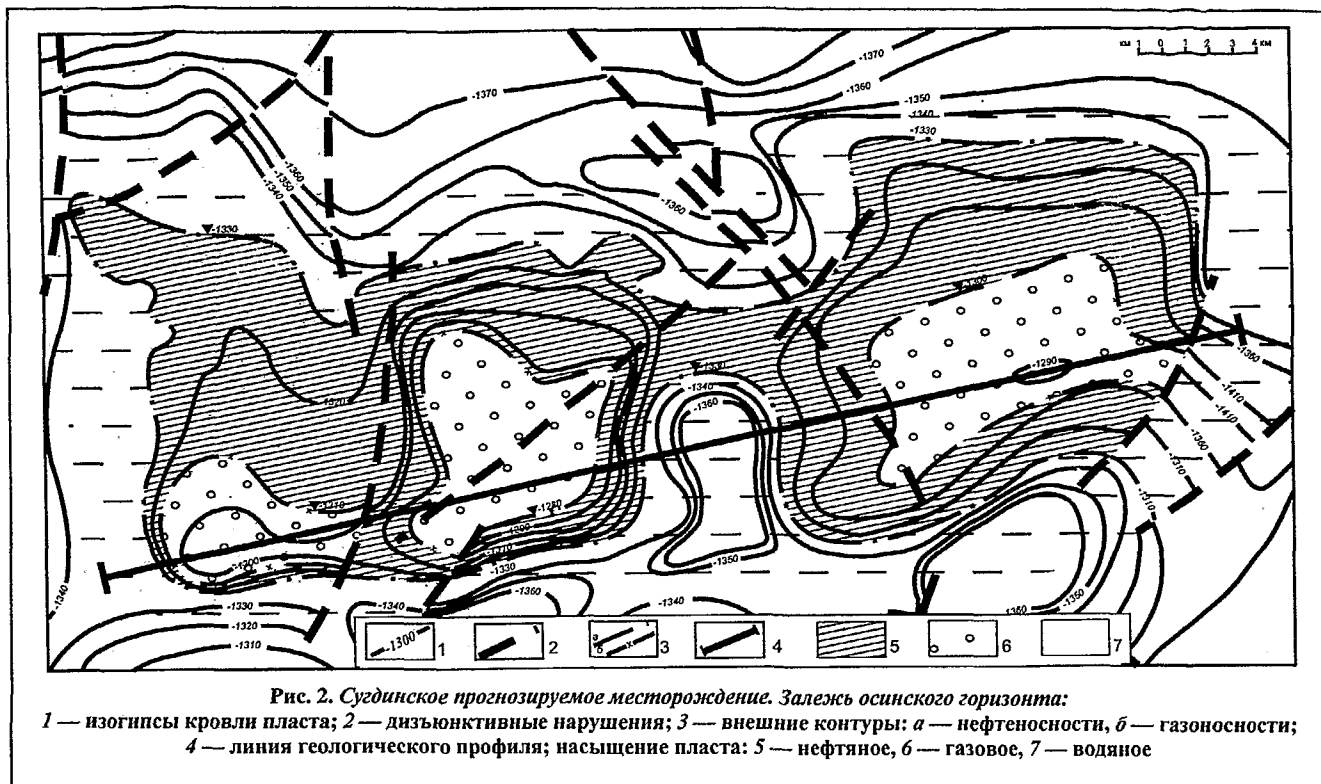


Рис. 2. Сугдинское прогнозируемое месторождение. Залежь осинского горизонта:

1 — изогипсы кровли пласта; 2 — дизъюнктивные нарушения; 3 — внешние контуры: а — нефтеносности, б — газоносности; 4 — линия геологического профиля; насыщение пласта: 5 — нефтяное, 6 — газовое, 7 — водяное

на отметке минус 1330 м, газонефтяной — на отметке минус 1310 м. Высота залежи в блоке около 35 м, из них высота газовой шапки около 15 м, высота нефтяной оторочки 20 м.

Центральный блок отделен от западного и восточного дизъюнктивными нарушениями. На севере и юге граница залежи проходит здесь по линии внешнего контура нефтеносности. Высота залежи около 60 м. Водонефтяной контакт прогнозируется на отметке минус 1330 м, газонефтяной — на отметке минус 1280 м. Высота газовой шапки около 10 м, высота нефтяной оторочки 50 м.

Восточный блок отделен от центрального дизъюнктивным нарушением со слабовыраженным вертикальным смещением. Возможно, граница между блоками проходит по узкой седловине, соединяющей Восточно-Сугдинское и Сугдинское поднятия. На юго-востоке граница залежи проходит по линии дизъюнктивного нарушения, ограничивающего грабен северо-восточного простирания. Высота залежи здесь около 40 м. Водонефтяной контакт прогнозируется на отметке минус 1330 м, газонефтяной — на отметке минус 1300 м. Высота газовой шапки около 10 м, высота нефтяной оторочки 30 м.

Толщина осинского горизонта здесь может достигать 60 м. Эффективные прослои по аналогии с соседними продуктивными площадями и месторождениями, вероятнее всего, развиты в верхней и средней частях горизонта (см. рис. 1). Суммарные эффективные толщины могут достигать на данной территории 20 м. Тип коллектора прогнозируется преимущест-

венно каверново-поровый. Емкостные и фильтрационные свойства имеют наиболее высокие для карбонатных пластов показатели. Средние значения пористости составляют около 11 %, проницаемость пород варьирует от 0,1 до $(200...300) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Оценка перспективных ресурсов нефти и газа Сугдинского прогнозируемого месторождения была выполнена для двух основных продуктивных горизонтов: (осинского и преображенского) объемным методом. Подсчетные параметры определяли исходя из вероятностной геологической модели Сугдинского прогнозируемого месторождения (площадь, эффективная нефтегазонасыщенная толщина, пластовое давление) и по аналогии с соседними Верхнечонским и Талаканским месторождениями (коэффициенты пористости, нефтегазонасыщенности, извлечения, пересчетный, объемный, плотность нефти, поправка на сжимаемость газа).

Перспективные ресурсы нефти залежи осинского горизонта составили 427,4 млн т, извлекаемые — 106,8 млн т, газа — 19,5 млрд м^3 . Для залежи преображенского горизонта перспективные ресурсы нефти оценены в 336,6 млн т, извлекаемые — в 50,5 млн т.

Таким образом, суммарная оценка перспективных геологических ресурсов нефти составляет 764 млн т, извлекаемых — 157,3 млн т. Перспективные ресурсы газа составляют 19,5 млрд м^3 .

С учетом перспективных ербогаченского и усть-кутского горизонтов суммарная оценка УВ Сугдинского прогнозируемого месторождения может быть еще выше.