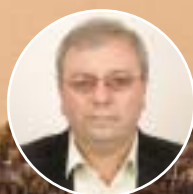




А.В. Ахияров
канд. геол.-мин. наук
Газпром ВНИИГАЗ
Центр «Газовые ресурсы»
лаборатория подсчетов запасов углеводородов
заместитель начальника лаборатории
A_Akhiyarev@vniigaz.gazprom.ru



Е.Е. Поляков
д-р геол.-мин. наук
Газпром ВНИИГАЗ
Центр ресурсов и запасов УВ
заместитель начальника

Выработка единых поисковых критериев на УВ для оптимизации геологоразведочных работ

Поисковые критерии на УВ не должны зависеть от генезиса нефти, а только от типа ловушек и путей миграции УВ. Для повышения достоверности поисковых критериев авторы предлагают их структуризацию, учитывающую три фактора: тектонический, структурный и палеогеографический

Search criteria for hydrocarbons should not depend on the genesis of oil, but only on the type of traps and migration pathways of hydrocarbons. To improve the reliability of search criteria by the authors offer their structuring that takes into account three factors: tectonic, structural and paleogeographic

Ключевые слова: генезис нефти, поисковые критерии, тектонический фактор, структурный фактор, палеогеографический фактор

Keywords: genesis oil search criteria tectonic factor, the structure factor, factor paleogeographic

Проанализировав подход к выбору ключевых поисковых критериев при планировании ГРП на УВ по видам и объемам, предложенный В.А. Карповым [2, 3], авторы статьи отмечают его несомненную актуальность, особенно в условиях «падающей» в настоящее время добычи нефти в «старых» регионах (Прикаспий, Волго-Урал, Урало-Поволжье, Западная Сибирь, Днепровско-Донецкий авлакоген, Балтийская синеклиза).

В то же время авторы хотели бы внести свой вклад в развитие этого направления научно-методического сопровождения ГРП. Для начала усомнимся в утверждении В.А. Карпова о том, что «уже не одно поколение геологов и ученых наблюдают за полемикой между «органиками» и «неорганиками». Дело в том, что подобные полемики носили, в основном, теоретический характер и участвовали в них ученые академического направления.

Авторам, представителям отраслевой науки, хорошо известно, что годовые (и пятилетние) планы добычи УВ времен СССР никак не учитывали проблемы их происхождения. Современные бизнес-планы, диктуемые акционерами, мало отличаются от планов тех лет, разве что более строгими санкциями за их неисполнение.

Напрашивается вывод, что поисковые критерии на УВ (с учетом многолетнего отечественного и зарубежного опыта в различных экономических формациях) никак не должны зависеть от генезиса нефти, а только лишь – от типа ловушек и путей миграции УВ.

Действительно, в настоящее время в газонефтяной геологии сосуществуют две диаметрально противоположные теории о происхождении нефти и формировании ее месторождений: органическая и неорганическая (авторы работы [9] говорят о двух версиях неорганической теории – магматически-неорганической и осадочно-неорганической). Каждая из них заранее ограничивает исходные вещества, подходящие для синтеза УВ, а также условия их образования.

По представлению Э.Б. Чекалюка, «поскольку нефть является компонентом вещества Земли, теория ее генезиса может быть только частным случаем общей теории формирования нашей планеты в целом. В основу общей теории происхождения нефти следует положить те же исходные принципы, которые лежат в основе формирования вещественного состава планеты Земля: механического равновесия индивидуальных компонентов вещества в гравитационном поле Земли, локального теплового равновесия, локального геохимического равновесия компонентного состава Земли. Конечный компонентный состав углеводородной системы зависит от элементарного состава исходной среды, в которой эта система образовалась, а также от термодинамических условий синтеза, и не зависит от происхождения исходных реагентов» [10].

И.И. Чебаненко и др. [9], изучив положительные и отрицательные стороны как органической, так и неорганической теории происхождения нефти, предложили принципиально новую, хотя и содержащую элементы предшествующих теорий – осадочно-неорганическую (как альтернативу магматически-неорганической).

Таким образом, в настоящее время существует 3 теории происхождения нефти – органическая, неорганическая и «комбинированная». Две первых имеют солидный «стаж» и примерно одинаковый рейтинг как среди сто-

ронников, так и противников, а третья, сравнительно «молодая», только «набирает силу»:

√ органическая

• Губкин И.М. Учение о нефти. М., Гостоптехиздат. 1932.

• Брод О.И., Глубов В.А. Генезис нефти. М., Вести МГУ. 1948. № 10.

√ неорганическая (магматически-неорганическая)

• Кудрявцев Н.А. Против органической гипотезы происхождения нефти // Нефтяное хозяйство. 1951. № 9.

• Порфирьев В.Б., Гринберг И.В. Современное состояние теории происхождения нефти // Проблемы происхождения нефти. Киев, Наукова думка. 1966.

√ «комбинированная» (осадочно-неорганическая)

• Чебаненко И.И., Ключко В.П., Токовенко В.С. и др. Осадочно-неорганическая теория формирования нефтяных и газовых месторождений // Геология нефти и газа. 2000. № 5.

Сторонники каждой из гипотез при выработке поисковых признаков на УВ руководствуются, в основном, своими, только им понятными критериями интегрированного анализа. Например, для «органиков» неперенным фактором успеха считается наличие нефтематеринских пород, сконцентрированных в толщах и свитах типа баженовской – значительных как по мощности, так и по латерали. У «неоргаников» есть свои «приметы», не слишком убедительные для их противников.

Авторы настоящей работы предлагают для повышения достоверности поисковых критериев на УВ при их выработке опираться на два следующих основных постулата:

а) полностью абстрагироваться от проблем генезиса УВ, т.к. достоверно не доказана его связь с коэффициентом успешности поисково-разведочного бурения;

б) в качестве критериев интегрированного анализа использовать только общеизвестные факты, которые не вызывают возражений у сторонников каждой из теорий в силу своей неоспоримости.

1. Тектонический фактор

По данным целого ряда отечественных исследователей [1, 8 и др.] (на основе многолетних наблюдений и статистических расчетов), от 70 до 80% месторождений УВ всего земного шара так или иначе приурочены к тектоническим нарушениям того или иного характера, чаще всего – дизъюнктивного типа, «контрастных», т.е. – с отчетливо выраженной амплитудой. Такая «процентка» с устойчивой периодич-

ностью повторяется по всем нефтегазоносным бассейнам и провинциям, независимо ни от типа коллектора или ловушки, ни от условий седиментации, ни от постседиментационных преобразований.

Сходные величины отмечаются и в зарубежных источниках информации.

2. Структурный фактор

Общеизвестно [4, 7 и др.], что все уникальные по запасам месторождения УВ России (независимо от типа флюида) приурочены к крупнейшим (высших порядков и надпорядковым) антиклинальным структурам – сводам, антеклизам, антиклинориям и мегавалам – либо, в случае значительных вертикальных подвижек, обусловленных тектоническими нарушениями дизъюнктивного характера, к их неотъемлемым составным частям – тектоническим ступеням (*табл. 1*).

Аналогичная картина наблюдается по нефтегазоносным провинциям ближнего и дальнего зарубежья независимо от типов коллектора и палеогеографических обстановок седиментации продуктивных отложений.

Авторы ставят под сомнение утверждение В.А. Карпова о том, что «разлом, сдвиг, другие дизъюнктивы и всевозможные ассоциации их фрагментов становятся гипоцентрами **вторичных скоплений**, формы которых корреспондируют с разломными тектоническими элементами».

А почему не гипо- и депоцентров **первичных скоплений** (поскольку вопрос «открыт», правы могут оказаться сторонники неорганической или, что более вероятно, «комбинированной» теории)? Ведь свободный газ в виде метана может поступать из верхней мантии по разломам, по ходу миграции (вертикальной и латеральной) обогащаясь органическим веществом.

Такая концепция легко объясняет различие свойств нефти и газа (от цвета и запаха до их товарных качеств), а также легко примиряет сторонников двух противоборствующих теорий.

3. Палеогеографический фактор

Накопленные еще к середине 1970 гг. геологическая информация и опыт разведки месторождений УВ свидетельствуют о том, что размещение нефтяных и газовых залежей, зон нефтегазоносности подчинены определенной закономерности и контролируется не только геотектоническими, но и не в меньшей степени – физико-географическими факторами [5].

Палеогеографический анализ накопления продуктивных толщ [5] указывает на закономерное размещение залежей нефти и газа преимущественно

вдоль древних морских побережий. Крупные же скопления углеводородов при благоприятных условиях чаще всего образуются в дельтовых и авандельтовых отложениях. Необходимо также отметить особую актуальность палеогеографических исследований как основы для дальнейшего расширения поисково-разведочных работ за счет литологических и стратиграфических ловушек, обусловленных фациальной изменчивостью, выклиниванием или стратиграфическим несогласием. Выявление таких ловушек возможно, прежде всего, на основе палеогеографических реконструкций.

Еще в начале XX в. впервые в мире И.М. Губкин открыл новый генетический тип нефтяных залежей – литологических или так называемых «рукавообразных», формирование которых обусловлено не структурным, а лито-

Рис. 1.

Палеогеографическая схема Западной Сибири раннесреднеюрского времени [5, с дополнениями авторов]. Условные обозначения: 1 – озерно-болотная низменность; 2 – акватория бассейна юрского палеоморя, перспективная на углеводороды; 3 – береговая линия палеобассейна; 4 – прибрежный «пояс нефтегазонакопления»; 5 – наиболее крупные палеореки и их дельты (палео-Обь с притоками)

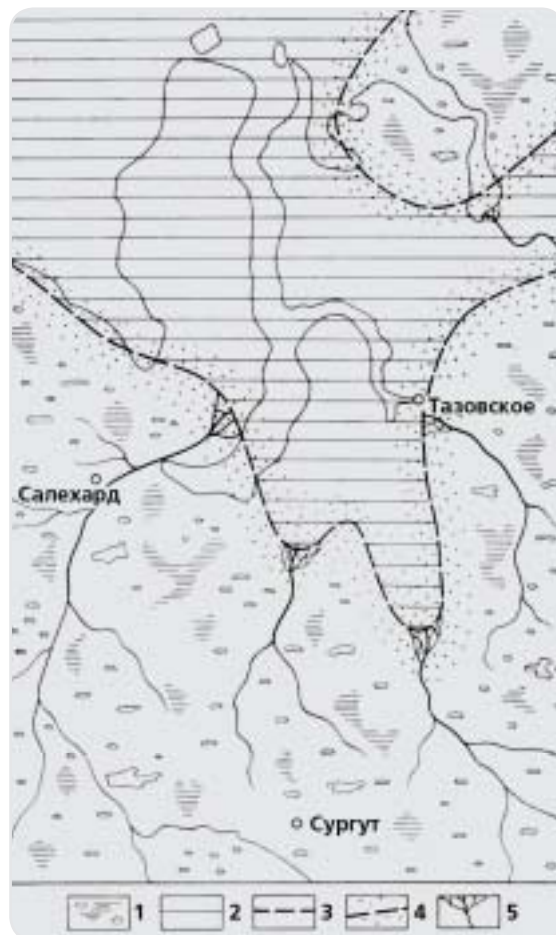


Таблица 1

Тектоническая приуроченность основных уникальных и крупных по запасам месторождений УВ на территории России

Месторождение (группа) с сателлитами	Тектоническая приуроченность	Нефтегазоносная провинция	Регион
Астраханское Алексеевское Табаковское	Астраханский свод	Прикаспийская	Северо-Западный Прикаспий
Оренбургское Черниговское Комаровское Красноярское Чкаловское Южно-Оренбургское Рождественское	Жигулевско-Оренбургский свод (Соль-Илецкий выступ)	Волго-Уральская	Волго-Урал
Уренгойское	Нижнепуровский мегавал	Западно-Сибирская	Западная Сибирь, Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО)
Медвежье	Медвежий мегавал	Западно-Сибирская	Западная Сибирь, ЯНАО
Ямбургское	Ямбургский мегавал	Западно-Сибирская	Западная Сибирь, ЯНАО
Красноленинская группа Талинское Южно-Талинское* Ем-Еговское Каменное	Красноленинский свод	Западно-Сибирская	Западная Сибирь, Ханты-Мансийский автономный округ (ХМАО)
Федоровская группа Федоровское Южно-Сургутское Восточно-Сургутское Мамонтовское Восточно-Еловое Родниковое	Сургутский свод	Западно-Сибирская	Западная Сибирь, ХМАО
Самотлорская группа Большой Самотлор Черногорское Аганское Усть-Балыкское	Нижневартовский свод	Западно-Сибирская	Западная Сибирь, ХМАО
Верхнечонское Вакунайское Тымпучиканское Верхнепеледуйское	Непско-Ботуобинская антеклиза (Непский свод)	Лено-Тунгусская	Восточная Сибирь
Чаяндинское Северо-Талаканское Талаканское Алинское Восточно-Алинское	Непско-Ботуобинская антеклиза (граница с Мирнинским выступом)	Лено-Тунгусская	Восточная Сибирь
Ковыктинское** Хандинское Чеканское	Ангаро-Ленская тектоническая ступень (Ковыктинско-Жигаловский выступ)	Лено-Тунгусская	Восточная Сибирь

* Запасы нефти Талинского месторождения, сосредоточенные в отложениях шеркалинской свиты, приурочены к ловушке неантиклинального типа – эрозионному врезу русла (с притоками) и поймы равнинной палеореки умеренно меандрирующего типа.

** При формировании ловушки УВ в стратиграфическом интервале парфеновского горизонта значительную роль сыграл палеогеографический (фациальный) фактор – приуроченность к палеодельте флювиального типа.

логическим фактором. Как он считал, накопление нефти и газа в антиклинальных ловушках является лишь частным случаем гравитационной теории формирования их залежей. Идеи И.М. Губкина о том, что тектоника образует пути миграции и формы для скопления углеводородов, а литология создает резервуары, собирающие и хранящие их залежи, все больше и больше подтверждаются мировой практикой.

Пример – юрские отложения Ямала

Высказанные авторами положения можно наглядно проиллюстрировать на примере нижне-среднеюрских отложений полуострова Ямал.

Высокий углеводородный потенциал юрских отложений в пределах полуострова Ямал, особо отмеченный в работе [6], может быть обусловлен палеогеографической обстановкой их седиментации. Предполагается, что юрские

отложения Ямала являются частью авандельты палео-Оби [5]. На **рис. 1** показана современная конфигурация побережья полуострова Ямал и акватория бассейна юрского палеоморя.

В пределах полуострова Ямал целенаправленное изучение юрских отложений бурением на предмет их потенциальной перспективности на УВ началась в 1964 г. [4]. Промышленная нефтегазоносность впервые доказана на Новопортовском месторождении (1967), где была выявлена продуктивная нефтегазо-

носность песчаных горизонтов в верхней части Тюменской свиты – пласты Ю2-3 и Ю4 [4].

Проведенные в дальнейшем ГРП по доразведке (1967–1975) показали, что опесчанивание разреза нижнесреднеюрских отложений фиксируется как вдоль западного, так и вдоль восточного склонов Новопортовского поднятия. Резкое увеличение мощности отложений тюменской свиты в восточном и северо-восточном направлениях, а также существование во время ее формирования эрозируемых выступов фундамента, состоящих из метаморфических и изверженных пород, дают основание предполагать значительное увеличение песчаных разностей в нижних погруженных горизонтах, расположенных на склонах Ямальского желоба [7].

Отложения нижнесреднеюрского терригенного комплекса выполняют депрессионные формы триасового рельефа. В позднем триасе/ранней юре площадь исследуемой территории представляла собой расчлененную слабохолмистую местность, которая подвергалась интенсивным эрозионно-денудационным процессам. В депрессионных зонах происходило накопление аллювиальных, пролювиальных и озерно-болотных отложений с большим количеством гумусового органического вещества как рассеянного, так и концентрированного – в виде пластов угля и углистых аргиллитов.

Нижнеюрские отложения выполняют наиболее глубокие зоны впадин, прогибов и грабенов. Представлены они грубозернистыми песчаниками с линзами и прослоями алевролитов, аргиллитов, гравелитов и конгломератов [7] (современный аналог – русловые фации, особенно, пристрежневого аллювия). Формировались осадки в условиях разветвленной системы палеоводотоков за счет разрушения возвышенностей и нивелирования палеорельефа.

Среднеюрские отложения имеют более широкое распространение, однако и они тяготеют к более прогнутым зонам, заполняя сравнительно глубокие впадины и прогибы. Представлены глинистыми породами, нередко – битуминозными аргиллитами, с частыми прослоями

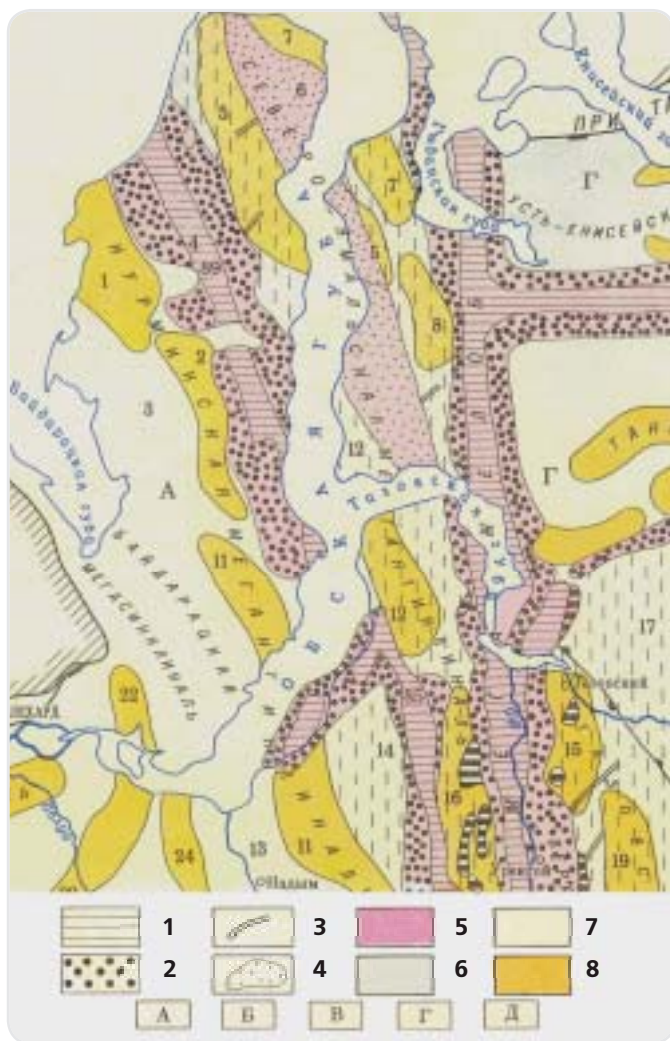


Рис. 2.

Основные зоны поисков неструктурных залежей УВ в нижнесреднеюрских отложениях в пределах полуострова Ямал [7]. Условные обозначения: зоны, перспективные на нефть и газ – 1 – в русловых фациях палеорек в желобах над рифтами фундамента, 2 – в выклинивающих слоях на бортах желобов (на севере плиты также и в меловых отложениях), 3 – в русловых фациях палеорек на залежи шнуркового типа на межрифтовых сводовых поднятиях, 4 – в аллювиальных отложениях прогибов на залежи неструктурного типа, 5 – зоны, перспективные на поиски неструктурных залежей нефти и газа в триас-нижнесреднеюрских отложениях, 6 – внутренняя область плиты, 7 – внешний пояс плиты, 8 – положительные структуры чехла I порядка; области конседиментационных линейных структур чехла: А – сформированных унаследованными движениями геосинклинальных структур фундамента (неоген), Б – сформированных унаследованными движениями структур фундамента (поздний мел); области конседиментационных линейных и изометричных структур чехла: В – сформированных унаследованными движениями геосинклинальных и блоковых структур фундамента (ранний мел), Г – сформированных унаследованными движениями постгеосинклинальных блоковых структур фундамента (неоген), Д – сформированных унаследованными движениями постгеосинклинальных блоковых структур фундамента (юра-мел)

песчаников и алевролитов (современный аналог – пойменные фации, а также фации аллювия на поздней стадии меандрирования – отложения старых русел-старик, переходящие в озерно-болотные).

Отложения верхней юры представляют собой самостоятельный литолого-стратиграфический комплекс, накопление отложений которого происходило (в пределах исследуемой территории) в морских условиях [7]. К этому времени влияние тектонической активности рифтогенеза на формирование желобов снизилось, процесс перешел в общую стадию прогибания всего региона, что привело к выравниванию рельефа и отмиранию речной сети, сменившейся трансгрессией моря [7]. Смена режима осадконакопления повлияла и на фациальный состав осадков, которые представлены в верхнем отделе юры в основном аргиллито-глинистыми породами.

Таким образом, в пределах полуострова Ямал из всего стратиграфического интервала юрских отложений перспективными на УВ следует считать только нижний и средний отдел юры, приуроченные к отложениям палеodelьты Пра-Оби. Верхнеюрские отложения в зонах трансгрессии палеоморя следует признать бесперспективными в силу их заглинизованности (по современному состоянию изученности).

Угледородный потенциал исследуемых отложений контролируется двумя основными факторами – палеогеографическим (приуроченность к береговой линии палеобассейна и палеodelьте Пра-Оби) и тектоническим (наличие в процессе формирования расчлененного палеорельефа – желобов и выступов фундамента, что обеспечивало для агентов седиментации как источники питания, так и зоны аккумуляции). Латеральная приуроченность перспективных зон к определенным тектоническим элементам показана на *рис. 2*.

Палеогеографический фактор обеспечил как значительное поступление обломочного материала оптимального гранулометрического состава, транспортируемого однонаправленными агентами седиментации – аллювиальными потоками, так и их глубокую переработку возвратно-поступательным волновым движением прибрежных вод палеобассейна, что положительным образом повлияло на фильтрационно-емкостные свойства нижне-среднеюрских продуктивных отложений.

Выводы

Все поисковые критерии на УВ (безотносительно к теории генезиса УВ) можно четко структурировать по 3 направлениям:

- **тектонический фактор** – приуроченность к разломам – прослеживается прямая зависимость иерархического уровня разлома от величины запасов УВ);

- **структурный фактор** – приуроченность к антиклиналям крупных и высших порядков (своды, антеклизы, мегавалы) – прослеживается четкая зависимость величины запасов углеводородов от площади по замыкающей изогипсе (это вполне очевидно в аспекте геометризации залежи при прочих равных условиях);

- **палеогеографический фактор** – приуроченность к побережьям палеобассейнов, где величина запасов УВ зависит от фациальной принадлежности продуктивных отложений: от палеodelьт аллювиального и флювиального типов (максимальные) до трансгрессивных (и регрессивных) прибрежных валов, а также чениеров (минимальные).

Таким образом, авторы полностью поддерживают концепцию В.А. Карпова с учетом перечисленных выше непринципиальных замечаний. ❊

Литература

1. Белоусов В.В. Геотектоника. М., изд-во МГУ. 1976.
2. Карпов В.А. К вопросу оптимизации нефтегазопроисковых работ // Недропользование XXI век. 2011. № 5. С. 72–75.
3. Карпов В.А. Разлом – как объект изучения при нефтегазопроисковых работах // Недропользование XXI век. 2011. № 6. С. 66–70; 2012. № 1. С. 74–78.
4. Максимов С.П. Нефтяные и газовые месторождения СССР. Кн. 2. Азиатская часть СССР. М., Недра. 1987.
5. Марковский Н.И. Палеогеографические основы поисков нефти и газа. М., Недра. 1973.
6. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение и нефтегазоносность Ямала. М., Недра-Бизнесцентр. 2003.
7. Сурков В.С., Трофимук А.А., Жеро О.Г., Смирнов Л.В., Конторович А.Э. и др. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. М., Недра. 1986.
8. Хаин В.Е., Ломидзе М.Г. Геотектоника с основами геодинамики. М., изд-во МГУ. 1995.
9. Чебаненко И.И., Ключко В.П., Токовенко В.С., Евдошук Н.И. Осадочно-неорганическая теория формирования нефтяных и газовых месторождений // Геология нефти и газа. 2000. № 5.
10. Чекалюк Э.Б. Улики происхождения нефти // Происхождение и миграция нефти и газа. Киев, Наукова думка. 1984.