

---

# НЕДРА ПОВОЛЖЬЯ И ПРИКАСПИЯ

---

НАУКА  
ПРАКТИКА  
МАРКЕТИНГ

РЕГИОНАЛЬНЫЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ  
ЖУРНАЛ

ПРОБНЫЙ ВЫПУСК

АВГУСТ 1991

Главный редактор **В. В. ТИКШАЕВ**

Редакционная коллегия: Л. А. Анисимов (зам. гл. редактора), В. А. Бембеев, Н. И. Воронин, В. Я. Воробьев, В. Н. Вялков, С. И. Застрожнов, П. Ю. Захаров, С. М. Камалов, В. П. Климашин, Ю. С. Кононов, Ю. П. Конценебин, О. К. Навроцкий, Ю. И. Никитин, А. С. Пантелеев, В. Н. Семенов (отв. секретарь), О. С. Турков, Г. Х. Шерман, В. А. Шестюк, П. С. Шмелев



---

НИЖНЕ-ВОЛЖСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ

стройками внутри депрессионной зоны некомпенсированной палеовпадины. В контурах этих участков по отражающему горизонту  $\rho_{2}^{МК}$  (поверхность нижнебашкирских карбонатов(?)) выделяются локальные поднятия, отождествляемые с рифовыми вершинами карбонатных построек и являющиеся объектами нефтегазопроисковых работ (рис. 2а).

По данным сейсморазведки МОГТ вдольбортовая зона сокращенных мощностей (40-300 м) надверейского карбонатного комплекса, сложенного в ее пределах плотными глинисто-кремнисто-карбонатными и сульфатными породами, имеет ограниченную ширину. На удалении от 6-12 км (Дальнее Саратовское Заволжье) до 30-40 км (Ближнее Саратовское Заволжье) от нижнепермского бортового уступа впадины мощность этого комплекса вновь резко нарастает (рис. 2). По результатам сейсмоформационного анализа в полосе увеличения мощности надверейского комплекса до 700-800 м прогнозируется преимущественно карбонатный состав слагающих его пород; последние как предполагается (Никитин Ю. И., 1988), предоставлены переотложенными обломочными мелководными карбонатами.

Прогнозируемая толща переотложенных мелководных карбонатов, среди которых возможно развитие коллекторов, является новым объектом нефтегазопроисковых работ в пределах Прикаспийской впадины. Глубина залегания кровли объекта увеличивается с востока на запад от 4900-5900 м (Южно-Алтинская зона поднятий) до 5300-

6100 м (Ближнее Саратовское Заволжье). Кроме ловушек антиклинального типа в полосе разрастания мощности надверейского комплекса вероятны крупные по размерам литологически и стратиграфически ограниченные ловушки, связанные с коллекторами, выклинивающимися вверх по восстанию слоев и экранируемых плотной пачкой нижнепермских глубоководных пород. Залежи нефти и газа могут контролироваться и прослоями переотложенных обломочных мелководных карбонатов внутри этой пачки; из таких прослоев, очевидно, получены промышленные притоки газа и конденсата на территории Волгоградской области (скв. 1 Упрямовская, глубина 5821-5917 м; скв. 1 Ерусланская, глубина 5820 м).

Таким образом, перспективы развития нефтегазодобывающей промышленности на территории Саратовской области определяются большим объемом неосвоенных потенциальных ресурсов углеводородов в ее недрах (88% от объема начальных потенциальных ресурсов). В основе этого — разведка и вовлечение в разработку неосвоенных ресурсов обустроенных центральных районов области, увеличение объемов поисково-разведочных работ в восточных и южных районах с созданием здесь инфраструктуры нефтегазодобывающего производства; в этих районах (особенно в Прикаспийской впадине) необходимо постоянно совершенствовать технико-методический уровень геофизических и буровых работ.

УДК 551.248:553.98. 2.078

© Н. И. Воронин, 1991

## Палеотектоника и размещение нефтегазовых залежей в Прикаспии и прилегающих районах

Н.И.ВОРОНИН

(Прикаспийское отделение ИВНИИГ)

Зоны максимального развития залежей углеводородов в нефтегазоносных комплексах региона при одинаковых

благоприятных палеогеографических и фациальных условиях приурочены, как показало сравнение, к определенным

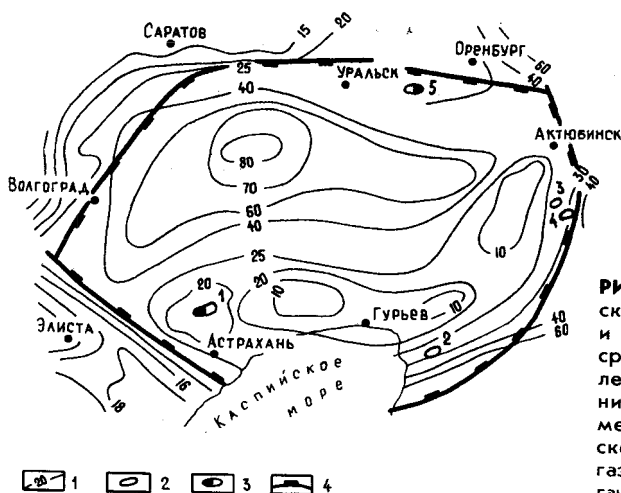


Рис. 1. Схематическая карта распространения скоростей конседиментационного прогибания и размещения залежей нефти и газа в нижне-среднекаменноугольном нефтегазоносном комплексе Прикаспийской впадины и ее обрамления. Составил Н.И.Воронин. 1 — изотахи; 2 — месторождения нефти: Тенгизское (2), Кенкиякское (3), Жанажольское (4); 3 — месторождения газа и газоконденсата: Астраханское (1), Карачаганское (5); 4 — граница Прикаспийской впадины

участкам, которые характеризуются повышенными скоростями седиментации. Исследователи отмечают ведущую роль нисходящих тектонических движений в формировании региональных нефтегазоносных комплексов [1, 3, 4, 12, 13]. Однако, подчеркивая связь нефтегазоносности с повышенной скоростью седиментации продуктивных комплексов, предельные значения этого параметра не установлены. Но в последние годы [5, 11, 12] такие исследования проведены, в частности [12] в северных областях Волго-Уральской провинции установлена критическая минимальная величина скорости тектонических движений, равная 25 м/млн. лет, которая определяет пространственные границы продуктивных формаций; прямая зависимость нефтегенерационного потенциала от скорости погружения установлена в Западном Предкавказье [6].

Эти данные — свидетельство того, что скорость седиментационного прогибания нефтегазоносных комплексов обуславливает их нефтегазоносный потенциал, и определение граничных значений этого параметра имеет большое практическое и теоретическое значение при оценке перспектив нефтегазоносности региона.

В пределах исследуемой территории выделено четыре основных регионально нефтегазоносных комплекса, приуроченных соответственно к отложениям нижнесреднекаменноугольным [1], нижнепермским [2], среднеюрским [3] и нижнемеловым [4]. Ареалы их распространения неодинаковы. Первые два приурочены к Прикаспийской впадине, а остальные занимают практиче-

ски всю рассматриваемую территорию. Площадь распространения первого комплекса наибольшая, он установлен в пределах всей Прикаспийской впадины, второй — в северной и западной частях впадины. Во всех нефтегазоносных комплексах открыты месторождения нефти и газа. Наибольшей нефтегазонасыщенностью отличаются первый и второй нефтегазоносные комплексы. Зоны максимальной концентрации промышленных запасов нефти и газа различных нефтегазоносных комплексов не совпадают.

Первый комплекс характеризуется относительно высокими скоростями седиментационного прогибания, которые колеблются в пределах 23-84,6 м/млн. лет (рис. 1). Минимальные значения тяготеют к бортовым частям впадины, а максимальные к ее центру. В этом комплексе открыты Астраханское, Карачаганакское газоконденсатные, Тенгизское, Жанажольское нефтяные месторождения. Астраханское месторождение приурочено к участку, где скорость конседиментационного прогибания составляет 23-31 м/млн. лет, а Тенгизское, Жанажольское расположены в поле развития скоростей конседиментационного прогибания порядка 30-46 м/млн. лет.

Комплекс в целом испытывал значительное постседиментационное погружение с различной интенсивностью в последующие этапы геологического развития. Наибольшая амплитуда и темп погружения характерны для последующих непосредственно после седиментации верхнекаменноугольного и особенно пермского этапов развития.

В Волгоградско-Саратовском обрам-

лении каменноугольные отложения хорошо разведаны. Здесь открыты месторождения нефти и газа, а на части поднятий каменноугольные отложения обводнены. Коробковское и Южно-Уметовское газонефтяные месторождения расположены в районе скоростей конседиментационного прогибания порядка 28-54 м/млн. лет. Два ареала залежей нефти и газа (Кленовское, Бахметьевское, Жирновское, Лиевское, Иловлинское, Абрамовское, Голубинское, Кудиновское, Арчединское и др. ) приурочены к полям скоростей конседиментационного прогибания порядка 20-25 м/млн. лет. На участках, где скорости конседиментационного прогибания менее 20 м/млн. лет, залежи углеводородов не обнаружены.

Нижнепермский регионально нефтегазоносный комплекс прослежен во внешней бортовой зоне Прикаспийской впадины; месторождения нефти и газа этого комплекса приурочены к участкам со скоростью седиментационного прогибания 25-55 м/млн. лет; для него характерно интенсивное постседиментационное погружение. Наиболее высокий темп прогибания характерен для пермско-триасового этапа развития, амплитуда погружения за это время достигла 1000-1200 м. В южной и восточной бортовых частях впадины карбонатный разрез сменяется терригенным; скорость седиментационного прогибания достигает 140-150 м/млн. лет. Для толщи характерна плохая сортировка материала, выдержанные пласты-коллекторы отсутствуют. После седиментации комплекс в этой части региона длительное время вплоть до средней юры практически не испытывал постседиментационного прогибания. В последующие этапы развития происходит мало интенсивное постседиментационное погружение. Так, за весь юрский этап амплитуда погружения составила 350-400 м, при среднем темпе погружения 8-11 м/млн. лет.

Среднеюрский регионально нефтегазоносный комплекс хорошо изучен. Открыты месторождения нефти и газа, в том числе и крупные. На части площадей среднеюрские пласты оказались обводненными. Скорость конседиментационного прогибания колеблется (рис. 2). В целом Прикаспийская впадина характеризуется невысокими (10-15 м/млн. лет) значениями скоростей

седиментационного прогибания. В пределах Скифско-Туранской платформы их значения возрастают до 20-40 м/млн. лет. В районе мегавала Карпинского максимальные скорости (30-40 м/млн. лет) фиксируются на участке Ики-Бурульско-Промысловской зоны, на южном крыле мегавала и в Восточно-Манычском прогибе скорость прогибания составляет 20-25 м/млн. лет. Высокие (30-45 м/млн. лет) скорости седиментационного прогибания характерны для Северо-Устьюртской системы прогибов и для Южно-Мангышлакского прогиба. Мощность комплекса в пределах Прикаспийской впадины 200-300 м, на Скифской плите 500-800 м, а на Туранской — 600-1000 м.

Все выявленные месторождения нефти и газа контролируются участками, которые характеризуются повышенными скоростями седиментационного прогибания (рис. 2). Так, в Южно-Мангышлакском прогибе залежи углеводородов приурочены к зоне, где скорость прогибания составляет 30-45 м/млн. лет, а на мегавале Карпинского и Прикумско-Тюленевском валу соответственно 25-30 и 20-25 м/млн. лет. На большей части Прикаспийской впадины залежи углеводородов в юрских отложениях не обнаружены, а те, что открыты на юге впадины, образованы за счет перетоков из подсолевых образований. Лишь только в крайней юго-восточной части обнаружена группа газонефтяных месторождений (Прорва, Буранкуль и др. ), которые сингенетичны вмещающим юрским отложениям; скорость седиментационного прогибания на этом участке — 25-30 м/млн. лет. На участках, где скорости конседиментационного прогибания меньше 20 м/млн. лет, залежи углеводородов не обнаружены.

Нижнемеловой регионально нефтегазоносный комплекс распространен повсеместно; хорошо изучен бурением и сейсморазведкой; в нем обнаружены месторождения углеводородов, в основном мелкие и средние. Скорость конседиментационного прогибания на большей части колеблется в пределах 10-20 м/млн. лет; минимальные ее (9-12 м/млн. лет) значения приурочены к Прикаспийской впадине, а в районе мегавала Карпинского, Прикумско-Тюленевского вала она возрастает до 15-20 м/млн. лет и достигает максимальной величины 35-45 м/млн. лет на

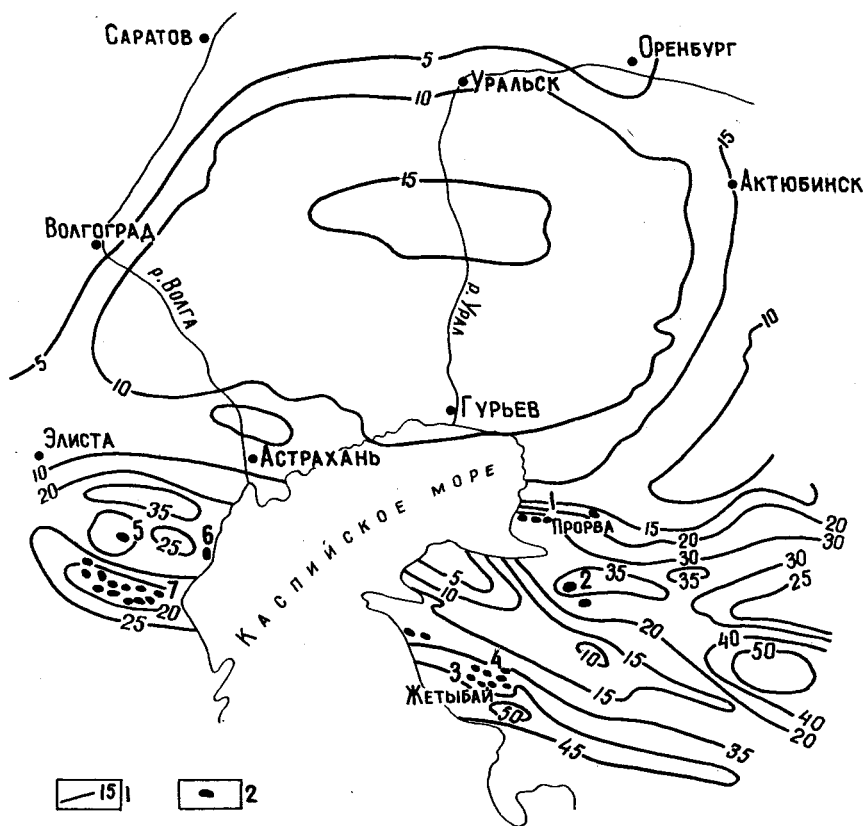


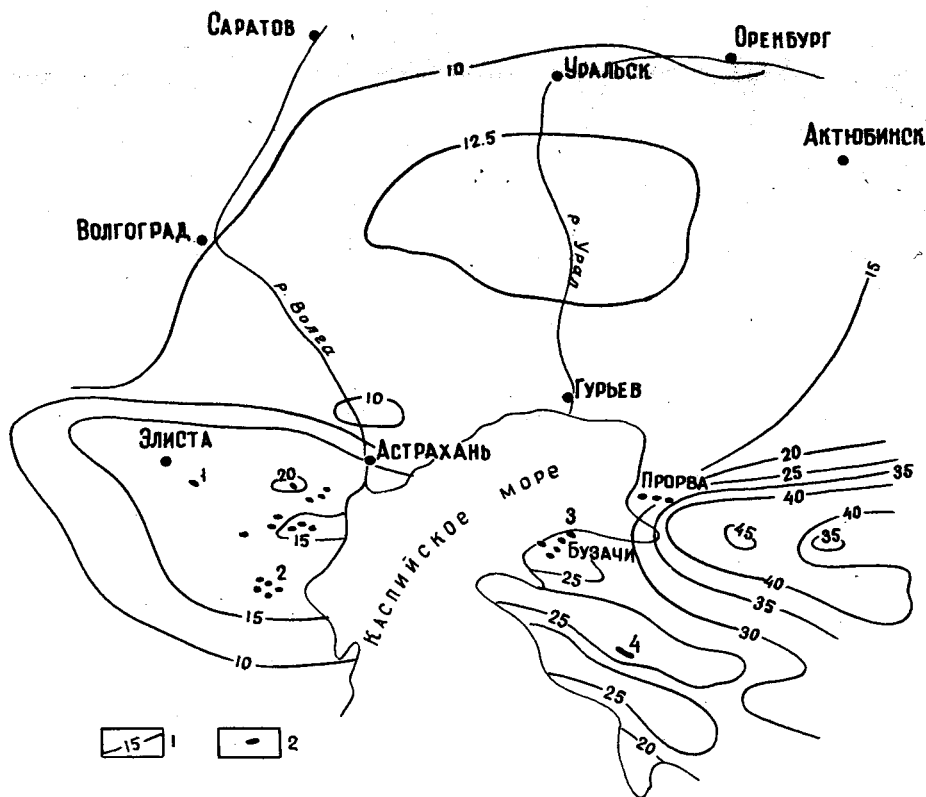
РИС.2. Схематическая карта распространения скоростей конседиментационного прогибания и размещения залежей нефти и газа в среднеюрском нефтегазоносном комплексе юго-востока Восточно-Европейской и севера Скифско-Туранской платформ. Составил Н. И. Воронин. 1 — изотахи; 2 — месторождения нефти и газа: Прорвинское (1), Каракульское (2), Жетыбайское (3), Узеньское (4), Комсомольское (5), Каспийское (6), Степновское (7)

севере Туранской плиты (Северо-Устюртская система прогибов). Мощность комплекса составляет 500-1000 м. Амплитуда постседиментационного прогибания нижнемелового нефтегазоносного комплекса колеблется в пределах 800-3000 м. Наиболее активное постседиментационное прогибание приурочено к мегавалу Карпинского и особенно к Прикумско-Тюленевскому валу.

Из сопоставления ареалов пространственного размещения залежей углеводородов с полями значений скоростей конседиментационного прогибания видно, что они приурочены к участкам, где скорости прогибания составляют не менее 15-20 м/млн. лет. Бузачинская зона нефтенакопления расположена в поле развития скоростей со значениями 20-24 м/млн. лет, Камышанско-Каспийская, Прикумско-Тюленевский вал — 15-17 м/млн. лет (рис. 3). На остальной площади этого комплекса, где значения скорости прогибания менее 15 м/млн. лет, месторождений нефти и газа не обнаружено, несмотря на высокую разведанность. Открытые залежи углеводородов в Прикаспий-

ской впадине вторичны, сформировавшиеся, как и в среднеюрском комплексе, за счет перетоков из подсолевого комплекса.

Таким образом, из сравнения пространственного размещения залежей нефти и газа в рассматриваемых нефтегазоносных комплексах и распределения величин скоростей конседиментационного прогибания следует, что во всех комплексах ареалы залежей углеводородов приурочены к участкам с повышенными скоростями конседиментационного прогибания; максимальные значения достигают 40-70 м/млн. лет, минимальные составляют 15 м/млн. лет на Скифско-Туранской и 20 м/млн. лет Русской плитах. При значениях скорости ниже критической залежи углеводородов, как правило, нет. Мощность регионально нефтега-



зонных комплексов обычно составляет 800-1000 м и более, лишь только в нижнемеловом комплексе она уменьшается до 500 м. По мере снижения скорости прогибания сокращается удельная плотность запасов углеводородов и количество крупных месторождений. Продолжительность седиментационного прогибания нефтегазоносных комплексов составляет 20-40 м/млн. лет. Современные глубины их залегания колеблются от 4000 м (нижнесреднекаменноугольный комплекс) до 500 м (нижнемеловой комплекс).

Скорость конседиментационного прогибания непосредственно влияет на формирование нефтегазоносных комплексов; чем выше скорость конседиментационного прогибания, тем больше мощность синхронных толщ коллекторов и покрышек. С уменьшением скорости прогибания ухудшаются изолирующие свойства глинистых покрышек за счет повышения песчаности. Более того доказано, что для глинистых толщ чем выше темп седиментации, тем больше уплотнение пород. "...Быстро накапливавшиеся осадки имеют большее уплотнение по сравнению с их медленно накапливавшимися аналога-

**РИС. 3.** Схематическая карта распространения скоростей конседиментационного прогибания и размещения залежей нефти и газа в нижнемеловом нефтегазоносном комплексе юго-востока Восточно-Европейской и севера Скифско-Туранской платформ. Составил Н. И. Воронин. 1 — изотахи; 2 — месторождения нефти и газа: Ики-Бурульское (1), Равнинное (2), Каражанбас (3), Узеньское (4)

ми, залегающими на тех же гипсометрических уровнях. Чем выше темп седиментации и чем она продолжительнее, тем больше уплотнение глинистых толщ, тем ниже у них градиент плотности, тем больший интервал глинистых толщ характеризуется крутым наклоном кривой, отражающей изменение их плотности" [12, с. 175].

Прямая зависимость пористости терригенных коллекторов от их мощности установлена в Волгоградском Поволжье [10], в Западной Башкирии [9], в эоценовых отложениях Предкарпатья [14].

Скорость конседиментационного прогибания непосредственно влияет на особенности и масштабы продуцирующих способностей осадков. Прямая зависимость фоссилизации органического вещества от темпа седиментации доказана в работах [2,7,12 и др.]; особенно четко она прослежена Э. А.

Конторовичем [8] в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности.

Прямо зависят от темпа седиментации и особенности преобразования органического вещества. При высоких скоростях седиментации органическое вещество быстро захороняется и предохраняется от процессов окисления, толщи лучше прогреваются, растут гравитационные нагрузки, создаются условия для развития преимущественно элизионных гидрогеологических циклов водонапорных систем. В результате исследований по преобразованию органического вещества доказано, что при прочих равных условиях направленность процесса преобразования органического вещества определяется скоростью седиментации. По мнению Р. Чэпмена, в глинистых отложениях при высоких темпах седиментации длительное время сдерживается отток седиментационных вод, что способствует миграции образующихся углеводородов [15]. Следовательно, темп конседиментационного прогибания и его продолжительность определяют при прочих благоприятных условиях максимальную реализацию генерационного потенциала нефтегазоматеринских пород и сохранение образующихся залежей углеводородов.

Скорость вхождения потенциально нефтегазоматеринских отложений в зону нефтегазообразования, продолжительность пребывания их и время прохождения той или иной части разреза нефтегазоматеринских пород через эту зону четко контролируется темпом седиментации и последующими благоприятными конседиментационными нисходящими тектоническими движениями. В зависимости от скорости вхождения нефтегазоматеринских пород в зону генерации углеводородов формируется генерационная мощность этой толщи. Поэтому, чем быстрее входят в зону нефтегазообразования нефтегазоматеринские породы, тем больше углеводородов генерируется в единицу времени. Последнее определяет вероятность формирования крупных и гигантских месторождений нефти и газа. По мнению И. В. Высоцкого, "...образование крупных и гигантских месторождений происходит не за счет увеличения продолжительности собирательной миграции углеводородов, а за счет ускорения миграции, увеличе-

ния скорости наполнения ловушки", [4, с. 285]. Следовательно, уменьшение темпа конседиментационного прогибания нефтегазоматеринских толщ ассоциируется с ухудшением критериев, контролирующей генерацию и консервацию углеводородов. Безусловно, последующие тектонические движения могли усилить или ослабить процесс генерации углеводородов в зависимости от их направленности и темпа прогибания. При равных суммарных потенциальных возможностях нефтегазоматеринских комплексов, обусловленных скоростью конседиментационного прогибания, полностью будет определяться их нефтегазоматеринский потенциал.

В случае унаследования тенденции интенсивного конседиментационного прогибания постседиментационное погружение будет способствовать развитию процессов нефтегазообразования и формированию залежей углеводородов. Если же постседиментационное прогибание ослабевает или полностью прекращается, то соответственно может и замедлиться процесс нефтегазообразования вплоть до полного его прекращения. Поэтому влияние скорости конседиментационного прогибания на условия нефтегазообразования необходимо рассматривать с учетом благоприятного сочетания интенсивного постседиментационного погружения. По имеющимся данным, величина постседиментационного погружения, обеспечивающая массовую генерацию углеводородов, колеблется в пределах 800-1200 м.

Таким образом, скорость конседиментационного прогибания, компенсированного осадконакоплением при благоприятном сочетании с постседиментационным погружением, — комплексный показатель благоприятных литологических, геохимических, палеогеогеологических и термодинамических условий генерации, миграции и сохранности углеводородов. Минимальное критическое значение этой величины составляет около 20-25 м/млн. лет. Эту величину скорости конседиментационного прогибания необходимо рассматривать в качестве объективного палеотектонического критерия промышленной нефтегазности территории.

Такова общая закономерность, отражающая процессы региональной миг-

рации и аккумуляции углеводородов в нефтегазоносных комплексах юго-востока Русской плиты и севера Скифско-Туранской платформы в зависимости от скорости конседиментационного прогибания. Однако первоначальные связи на отдельных участках могли быть нарушены под влиянием более поздних палеотектонических процессов, обусловивших перестройку палеотектонических планов с изменением величин региональных наклонов, развитием разрывов и дизъюнктивных нарушений, что в конечном итоге могло привести к переформированию или полному разрушению залежей нефти и газа. В зоне развития высоких скоростей конседиментационного прогибания нет залежей углеводородов и одна из причин этого — отсутствие ловушек к моменту массовой эмиграции углеводородов (Северный Уступ). Вполне определенно можно констатировать, что за пределами поля развития

повышенных скоростей (20-25 м/млн. лет) залежи нефти и газа отсутствуют. Следует отметить, что при максимальных значениях (120-140 м/млн. лет) скоростей конседиментационного прогибания, характерных для толщ заполнения, залежей углеводородов не обнаружено, что обусловлено в первую очередь отсутствием выдержанных пластов-коллекторов с хорошими емкостными и фильтрационными свойствами.

Таким образом, региональное размещение месторождений нефти и газа контролируется пространственным распределением участков с повышенными (20-25 м/млн. лет и более) скоростями конседиментационного погружения регионально нефтегазоносных комплексов, сочетающимся с повышенной (800-1200 м и более) амплитудой постседиментационного погружения.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Бакиров А. А. Геологические основы прогнозирования недр. — М. : Недра, 1973.
2. Бордовский О. К. Органическое вещество морских и океанических осадков в стадии раннего диагенеза. — М. : Наука, 1974.
3. Ботнева Т. А. Основные этапы цикла нефтегазообразования // Труды/ ВНИГНИ. — М. : Недра, 1972. — Вып. 126.
4. Высоцкий И. В. Скорость и продолжительность формирования залежей нефти и газа. — М. : Наука, 1976. — С. 283-290.
5. Добрида Э. Д. Скопление углеводородов и скорость палеотектонических движений в северных областях Волго-Уральской провинции // ДАН СССР. — 1981. — Т. 257. — № 3. — С. 684-686.
6. Дьяконов А. И. Прогноз нефтегазоносности в связи с тектоническими условиями размещения месторождений нефти и газа в Западном Предкавказье // Геология нефти и газа. — 1976. — № 12. — С. 8-14.
7. Игнатов Б. Ф. Об оптимальных условиях накопления нефтегазоматеринского осадка // Материалы по геологии и геофизике нефтегазоносных областей Урало-Поволжья и Западной Сибири. — Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 1966. — С. 184-214.
8. Конторович А. Э. ; Полякова И. Д. , Фомичев А. С. Закономерности накопления органического вещества в древних осадочных толщах (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности) // Литология и полезные ископаемые. — 1971, — № 6. — С. 16-28.

9. Копытов А. В. К определению объемов нефтесодержащих пород // Труды / УФНИИ. — 1971. — Вып. 29. — С. 274-279.
10. Костылева М. Е. , Сердюк Р. Г. Связь глинистости и пористости терригенных коллекторов с их мощностью // Труды/ Волгоград НИПИ нефть. — 1974. — Вып. 22. — С. 39-42.
11. Максимов С. П. , Добрида Э. Д. Размещение и формирование скоплений нефти в северных областях Волго-Уральской провинции // Геология нефти и газа. — 1982. — № 8. — С. 20-26.
12. Назаркин Л. А. Влияние темпа седиментации и эрозионных срезов на нефтегазоносность осадочных бассейнов. — Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 1979.
13. Нестеров И. И. , Потеряев В. В. , Салманов Ф. К. Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. — М. : Недра, 1975.
14. Предтеченский Н. С. Зависимость пористости песчано-алевролитовых пород от мощности пласта для отложений эоцена Предкарпатья // БНТИ. Проблемы нефтегазоносности УССР, сер. "Геол. методы поисков и разведки месторождений нефти и газа." — Вып. 4. — 1969. — № 7, — С. 87-89.
15. Chapman R. E. Primary migration of petroleum from clay source rocks // AAPG. — 1972. — V. 56. — № 11. — P. 2185-2191.

**ПРИМЕЧАНИЕ:** статья напечатана в дискуссионном порядке; мнение некоторых членов редколлегии не совпадает с авторским. Отв. секретарь редколлегии **В. Н. СЕМЕНОВ.**