

УДК 552.52:551.762.3(268.45)

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ПОРИСТОСТИ В ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЮЖНО-БАРЕНЦЕВСКОГО БАССЕЙНА

© 1997 г. Э. В. Шпилов, А. К. Боголепов

Представлено академиком В.Е. Хайным 26.06.95 г.

Поступило 31.07.95 г.

Наиболее изученным геофизическими методами и глубоким бурением среди бассейнов арктического шельфа России является Южно-Баренцевский. Суммарная мощность осадочных образований в нем составляет более 20 км. При этом около 8–10 км разреза слагают комплексы триаса, юры и мела, вскрытые скважинами. Палеозойские отложения залегают на значительных глубинах и доступны для бурения лишь в бортовых зонах бассейна.

Мезозойские комплексы литологически представлены терригенными разностями: триас в основном глинистый с подчиненными прослоями песчаника; нижняя и средняя юра песчаная, верхняя юра – преимущественно глинистая.

Триасовые образования, заключенные между отражающими сейсмическими горизонтами Б и А, меняются по мощности от 0–2000 м по южной периферии до 7500 м в депоцентральной части бассейна. Осевая зона “триасового” бассейна простиралась субмеридионально и имела длину более 800–900 км.

Мощность юры местами превышает 1700 м. Конфигурация изопахит и контуры элементов юрского плана имеют иной вид, чем триасовые, и свидетельствуют об отчетливом обособлении Южно-Баренцевского бассейна в это время.

Рассматривая характер распределения нефтегазоносности по стратиграфическим диапазонам осадочного чехла Печоро-Баренцево-Карского региона и прилегающих областей, нельзя не заметить, что триасовые и юрские отложения играют важную, но вместе с тем и специфическую роль в размещении скоплений углеводородов (УВ). Так, если на суше триас содержит как нефтяные, так и газовые месторождения (Тимано-Печорский бассейн), то в пределах морей (Печорское, Баренце-

во) эти отложения характеризуются преимущественной газоносностью. Юрские комплексы, перспективные в Западно-Сибирском бассейне как на нефть, так и на газ, становятся существенно газоконденсатосодержащими на Ямале (при переходе к Южно-Карскому бассейну) и в Южно-Баренцевском бассейне.

Что касается нефтеносности, то она в подавляющем большинстве случаев связана с палеозойскими толщами – как в пределах сухопутной части Тимано-Печорского бассейна, так и на его подводном продолжении. Нефтеносность палеозойских (верхнепермских) отложений установлена также по соседству в норвежском секторе Баренцева моря на так называемой Финмаркенской платформе, в 50 км к северу от мыса Нордкап. Материалы морских геолого-геофизических работ [1] свидетельствуют о большом разнообразии структурных и литологических условий, благоприятных для скопления УВ, в полосе развития палеозойских образований всего южного обрамления Южно-Баренцевского бассейна (Центрально-Баренцевское поднятие–Финмаркенско-Кольско-Канинская моноклираль–Печорская плита). Прежде всего следует отметить наличие рифовых построек и массивов, соленосных отложений, зон выклинивания и клиноформных тел. В этом отношении изучение палеозойских отложений в достижимых для глубокого бурения районах является одним из наиболее перспективных направлений реализации проблемы обнаружения нефтяных месторождений.

Непосредственно в Южно-Баренцевском бассейне открытые газовые и газоконденсатные месторождения (Мурманское, С. Кильдинское, Штокманское, Ледовое, Лудловское) связаны с юрскими и триасовыми отложениями и в плане тяготеют к его периферийным и пограничным зонам.

Учитывая специфический стиль геодинамической эволюции бассейна [3], обусловивший не только накопление отложений широкого стратиграфического диапазона и огромной суммарной

*Научно-исследовательский институт
морской геофизики, Мурманск
Морская арктическая геологическая экспедиция,
Мурманск*

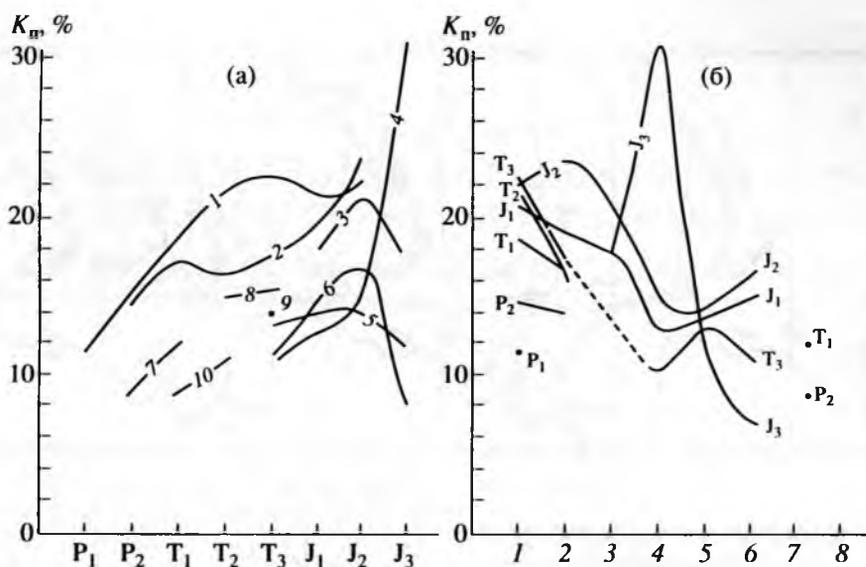


Рис. 1. Графики распределения величин осредненного коэффициента общей пористости K_p : а – в зависимости от стратиграфической принадлежности вскрытых скважинами образований; б – в корреляционном ряду одновозрастных геологических комплексов по профилю скважин Северо-Кильдинская–Адмиралтейская (положение профиля на рис. 2). Цифрами на оси абсцисс (б) и на кривых (а) обозначены площади со скважинами: 1 – Северо-Кильдинская, 2 – Мурманская, 3 – Северо-Мурманская, 4 – Арктическая, 5 – Штокманская, 6 – Лудловская, 7 – Адмиралтейская, 8 – Куренцовская, 9 – Ферсманская, 10 – Крестовая.

мощности, но и соответствующий бассейнам этого типа флюидодинамический режим [2], можно утверждать, что на перераспределение скоплений УВ, в ходе его развития, не мог не сказаться фактор мощного литостатического давления. Последний обеспечил отжим и миграцию флюидов из областей бассейна с избыточным давлением в области разуплотнения и разгрузки, в частности в периферийные бортовые и прибортовые зоны, где при благоприятных сочетаниях структурных и неструктурных, экранирующих, емкостных и т.п. условий формировались месторождения УВ. В контексте изложенного данные геофизических исследований скважин (ГИС) позволяют проанализировать региональные особенности распределения такого важного показателя емкостных свойств триасовых и юрских отложений бассейна, как коэффициент общей пористости (K_p), в известном смысле контролирующего положения зон нефтегазонакопления.

Изучение изменения K_p в указанных отложениях осуществлялось в планах разновозрастных комплексов и в разрезе, в зависимости от возраста пород, а также по заданному профилю скважин (рис. 1, 2). Объем данных включал скважины: Мурманская, Северо-Мурманская, Северо-Кильдинская, Штокманская, Куренцовская, Лудловская, Арктическая, Адмиралтейская, Крестовая, Ферсманская.

График изменения K_p в зависимости от стратиграфической принадлежности вскрытых скважинами образований (рис. 1а) показывает, что начи-

мая с пермских отложений и по среднеюрские включительно имеет место практически прямая связь между ростом значений K_p и омоложением пород в интервале от 8–10 до 20%. Резкое нарушение этой зависимости отмечается в верхнеюрском комплексе в связи с преимущественно глинистым составом отложений и наличием аномально-высоких пластовых давлений в отдельных запечатанных линзах песчаников.

С целью прослеживания тенденций изменения пористости в корреляционном ряду одновозрастных геологических комплексов был составлен график по профилю, состоящему из разрезов семи скважин (рис. 1б): Северо-Кильдинская, Мурманская, Северо-Мурманская, Арктическая, Штокманская, Лудловская, Адмиралтейская. Исключая верхнеюрский комплекс с экстремальными минимумами и максимумами, график иллюстрирует снижение величины K_p в центральной части бассейна во всех комплексах.

Схемы площадного распределения K_p в комплексах триаса и юры (рис. 2) обнаруживают определенное их сходство с очертаниями изолиний изопакит этих отложений. В триасе и нижней юре изолинии значений K_p разомкнуты на севере и востоке бассейна. В среднеюрском комплексе изолинии K_p приобретают полукольцевую, а в верхнеюрском – кольцевую конфигурацию, косвенно свидетельствуя об обособлении Южно-Баренцевского бассейна за счет возникновения Лудловской перемычки и оформления Новоземельского орогена.

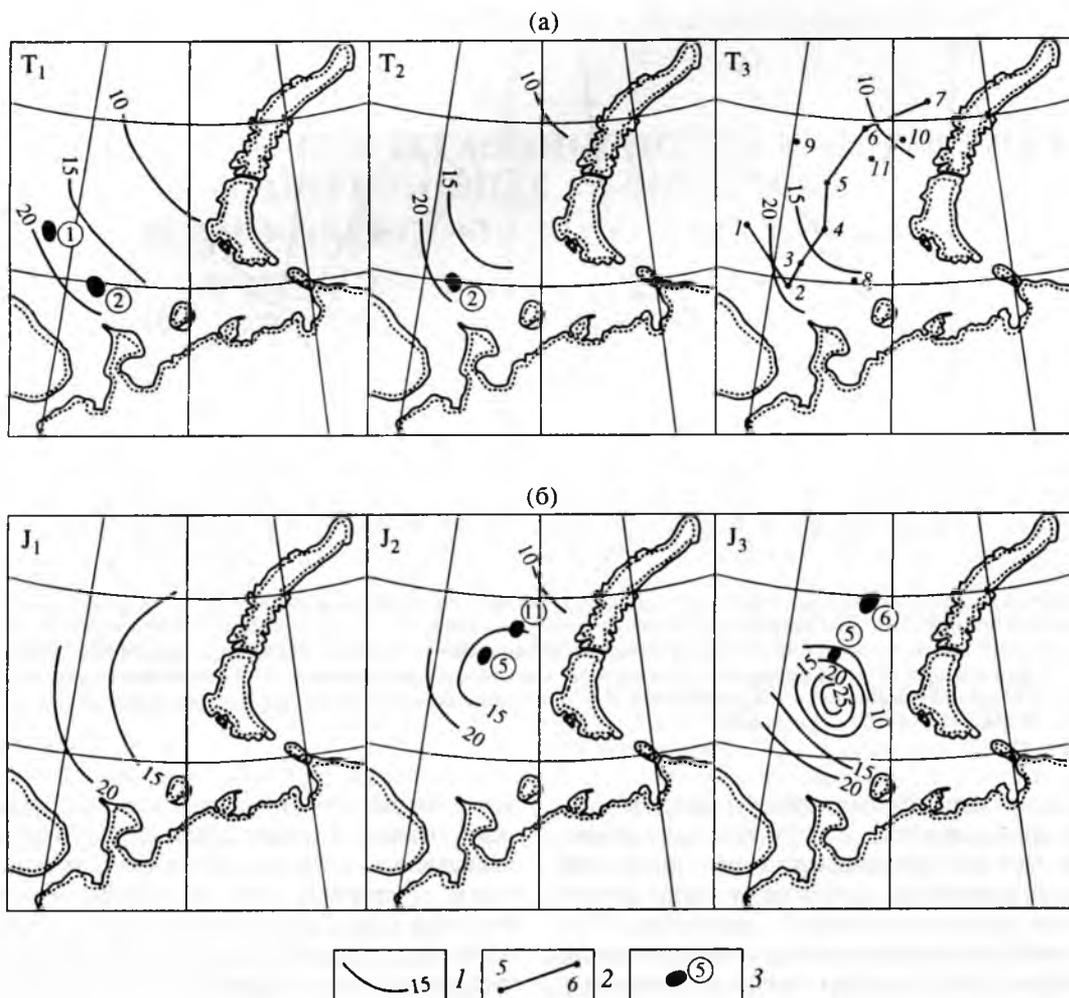


Рис. 2. Площадное распределение величины осредненного коэффициента общей пористости (K_p , %) в комплексах отложений триаса (а) и юры (б). 1 – изолинии значений K_p ; 2 – положение профиля скважин к графику на рис. 1б, точки с цифрами – площади со скважинами (см. рис. 1); 3 – месторождение УВ: 1 – Северо-Кильдинское, 2 – Мурманское, 5 – Штокманское, 6 – Лудловское, 11 – Ледовое.

Основные выводы, вытекающие из анализа этих схем, а также вышерассмотренных графиков, сводятся к следующему: 1) в юрских отложениях коллекторы с повышенными значениями K_p получили развитие почти по всей периферии бассейна; 2) в триасовых отложениях повышенными значениями K_p характеризуются образования лишь юго-западного борта бассейна (Кольская моноклиналь и склон Центрально-Баренцевского поднятия).

Таким образом, изложенное позволяет заключить, что выявленные закономерности пространственного распределения свойств резервуаров (K_p) в триасовых и юрских отложениях являются той фоновой основой, которая, в конечном счете, и обеспечила характерную периферийную (бортовую и прибортовую) избирательную зональность в аккумуляции флюидов и соответствующем размещении месторождений УВ (преимущественно крупных и гигантских по запасам) в Южно-Баренцевском бассейне.

В качестве примера, иллюстрирующего аналогичное – периферийное в плане – распределение месторождений УВ в близких по параметрам строения земной коры глубочайших и обширных изометричных депрессиях, можно привести такой крупнейший нефтегазовый бассейн, как Прикаспийская впадина.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Безматерных Е.Ф., Сенин Б.В., Шипилов Э.В. и др. Осадочный чехол Западно-Арктической метаплатформы (тектоника и сейсмостратиграфия). Мурманск, 1993. 184 с.
2. Хаин В.Е., Соколов Б.А. // Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология. 1994. № 5. С. 3–12.
3. Shipilov E.V. In.: Petroleum Exploration and Exploration in Norway. Past. Experiences and Future Challenges. Abstrs. Intern. Conf. Stavanger: Norwegian Petroleum Soc., 1991. P. 42A-C.