

ПРИНЦИПЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ КОНТУРОВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ ЭКРАНИРОВАННЫХ КАПИЛЛЯРНЫМИ БАРЬЕРАМИ

Е.Ю. Неёлова, Д.А. Кобылинский

Институт геологии и нефтегазодобычи, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: В статье приведены результаты исследований прогноза контура залежей экранированных капиллярными барьерами второго рода. Установлено, что использование данных о капиллярных характеристиках пласта-коллектора позволяет с большей точностью прогнозировать положение водонефтяных контактов не соответствующих современной структуре пласта. Определено и показано, что исходя из уравнения Юнга-Лапласа капиллярные экраны, возникающие на границе воды и углеводородов и контролируемые форму залежей, генетически могут быть двух видов. Первый возникает на стыках разнородных фаций, то есть увеличение капиллярного давления в данном случае происходит за счет изменчивости радиуса кривизны порового канала. Второй вид капиллярных экранов обязан своему происхождению снижению пластовых температур приведших к увеличению межфазного натяжения и как следствие скачку капиллярного давления и последующим неотектоническим деформациям. Распространение данной разновидности капиллярно-экранированных залежей, не согласующихся с современной структурой пласта, определяется наличием криолитозоны либо ограничена распространением относительно низких пластовых температур. Выявлено, что наиболее целесообразны поиски постантиклинальных залежей нефти и газа, экранированных капиллярными барьерами второго рода, находящихся на участках расформированных антиклинальных ловушек. Результаты исследований могут быть полезными при прогнозировании контуров нефтегазоносности с позиции капиллярно-гравитационной концепции нефтегазоаккумуляции, а также наметить пути поисков новых месторождений нефти и газа, не подчиняющихся структурному фактору.

Ключевые слова: нефть, газ, залежь, капиллярное давление, межфазное натяжение, капиллярные барьеры.

PRINCIPLES PREDICTION OF CONTOURS OF OIL AND GAS POTENTIAL OF DEPOSITS SHIELDED BY CAPILLARY BARRIERS

E.Y. Neelova, D.A. Kobylinskiy

Institute of Geology and oil and gas production, Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

Abstract: The article presents the results of studies of the prediction of the contour of deposits shielded by capillary barriers of the second kind. It has been established that the use of data on the capillary characteristics of the reservoir makes it possible to predict with greater accuracy the position of oil-water contacts that do not correspond to the modern structure of the reservoir. It is determined and shown that, based on the Young-Laplace equation, capillary screens arising at the boundary of water and hydrocarbons and controlling the shape of deposits can genetically be of two types. The first occurs at the junctions of different-pore facies, that is, an increase in capillary pressure in this case occurs due to the variability of the radius of curvature of the pore channel. The second type of capillary screens owes its origin to a decrease in reservoir temperatures that led to an increase in interfacial tension and, as a consequence, a jump in capillary pressure and subsequent neotectonic deformations. The distribution of this type of capillary-shielded deposits that do not agree with the modern structure of the formation is determined by the presence of a cryolithozone or is limited by the spread of relatively low reservoir temperatures. It was revealed that the most expedient search for post-anticline oil and gas deposits shielded by capillary barriers of the second kind, located in areas of disbanded anticline traps. The results of the research can be useful in predicting the contours of oil and gas potential from the perspective of the capillary-gravity concept of oil and gas accumulation, as well as to outline ways to search for new oil and gas fields that do not obey the structural factor.

Keywords: oil, gas, deposit, capillary pressure, interfacial tension, capillary barriers.

При решении задач нефтегазопромысловой геологии зачастую геологи сталкиваются с явлениями, противоречащими общепринятым представлениям об условиях формирования залежей нефти и газа. Очень часто такие противоречия связаны с отклонением в строении залежей углеводородов от принципов антиклинальной теории нефтегазоаккумуляции. Данная теория многие годы эффективно применялась и применяется при проектиро-

вании разведочных на нефть и газ работ для геологических объектов простого строения, охарактеризованных высокими коллекторскими свойствами. Антиклинально-гравитационная концепция нефтегазоаккумуляции появилась ещё в середине 19 века, когда американский нефтяник, известный как полковник Дрейк предположил связь залежей нефти с антиклинальными поднятиями. Позже, исходя из этого метода, перспективными стали считать любые

объекты, приуроченные к приподнятым в структурном плане участкам коллекторов. Суть антиклинальной концепции сводится к тому, что формирование залежей углеводородов происходит за счет сил их плавучести. Согласно современным учебникам по нефтяной геологии уже на протяжении двух веков первым и важнейшим компонентом, необходимым для аккумуляции нефти и образования залежи является структурная возвышенность [1]. На основе подходов, используемых антиклинальной концепцией нефтегазонакопления на сегодняшний момент в мире открыто более 50 тысяч месторождений нефти и газа. Большая часть крупных месторождений, составляющих основу мировой нефтяной промышленности, были открыты в середине 20 века [2]. По сей день, антиклинальная концепция является основой при составлении планов поисково-разведочных работ, построении моделей залежей нефти и газа, подсчета запасов и проектировании разработки. Однако количество крупных залежей, открываемых в последние десятилетия, стремительно падает. Очевидно, что для поддержания мирового уровня добычи необходимо использовать новые методы для поисков и разведки залежей углеводородов.

Любой нефтегазоносный резервуар вне зависимости от условий своего формирования, фациальной составляющей и тектонических процессов, происходящих в процессе его формирования и в процессе эксплуатации, представляет собой многофазную поровую систему с бесчисленным количеством контактов, как между различными флюидами, так и вмещающем их поровом пространстве. Согласно законам молекулярной физики основная роль в распределении воды нефти и газа в поровой многофазной системе контролируется, главным образом, капиллярными свойствами среды, такими как величина капиллярного давления на контакте воды и нефти, величиной межфазного натяжения, радиусом порового канала и характером смачиваемости твердой фазы, то есть гидрофильностью или гидрофобностью породы-коллектора. В результате совокупности перечисленных условий и характеристик образуется определенная уникальная ловушка для нефти и газа.

Как говорил известный американский геолог А. Леворсен [3], каждое нефтяное месторождение уникально тем, что имеет свое собственное развитие, и его образование можно считать конечным результатом взаимодействия множества переменных величин. И к таким причинам, в первую очередь, следует отнести разнонаправленное действие капиллярных и гравитационных сил, особенно в коллекторах с низкими фильтрационными свойствами. В результате воздействия капиллярных сил отмечаются резкие колебания положения водонефтяных контактов и существенные смещения нефтяных и газовых залежей относительно сводов антиклинальных структур. Прогнозирование контуров нефтегазоносности с позиции капиллярно-гравитационной концепции нефтегазонакопления позволяет объяснить причины сложного распределения воды нефти и газа в природных ловушках углеводородов, а также наметить пути поисков новых месторождений нефти и газа, не подчиняющихся структурному фактору.

Цель исследований: прогнозирование контуров нефтегазоносности на основе капиллярно-гравитационной концепции нефтегазонакопления.

Методы и материалы исследований

Понятие поверхностного натяжения в несмешивающихся жидкостях впервые появилось более двух столетий назад [7] и описывается уравнением Юнга-Лапласа [8,9]. Это уравнение утверждает, что величина капиллярного давления P_c при внедрении в пористую среду двух несмешивающихся фаз (в нашем случае воды и нефти/газа) пропорционально произведению кривизны межфазной поверхности $1/r$ и поверхностного натяжения γ .

$$P_c \approx \pm \gamma \left(\frac{1}{r} \right). \quad (1)$$

По условию (Anderson, W. G. (1987), капиллярное давление (P_c) в системе нефть-вода определяется как разность между давлениями в нефтяной (P_o) и водной фазе (P_w):

$$P_c = P_o - P_w. \quad (2)$$

Исходя из этого определения, радиус кривизны межфазной поверхности, направленный в сторону нефтяной фазы положителен, а направленный в воду — отрицателен. Соответственно в зависимости от кривизны межфазной поверхности, капиллярное давление может быть положительным или отрицательным. Когда поверхность раздела плоская, капиллярное давление нулевое. В случае гидрофильной породы, где твердая фаза преимущественно смачивается водой, P_c будет положительным, т.е. давление внутри нефти превосходит давление внутри воды на величину P_c , и поверхность контакта вогнута в сторону водной фазы. Если коллектор гидрофобный, то P_c отрицательно, т.е. давление внутри нефти меньше такового внутри воды на величину P_c , и поверхность контакта вогнута в сторону углеводородной фазы.

Как в том, так и в другом случае элемент нефти или газа стремится к положению и форме, при которых его поверхность и капиллярная энергия, представляющая отношение капиллярного давления к плотности флюида, достигнут минимума. Поскольку плотность флюида в каждом отдельном случае постоянна, для достижения минимального значения капиллярной энергии элемент нефти или газа должен приобрести такую форму, при которой капиллярное давление также имело бы минимальное значение. Соответственно в случае гидрофильного коллектора нефть или газ будут стремиться занимать относительно крупные поры, в то время как вода заполнит наиболее мелкие поры. Противоположная картина в распределении жидкостей и газов будет наблюдаться в гидрофобном коллекторе.

Виды капиллярных барьеров

Согласно теории капиллярности нефтегазонакопления, предложенной Ю.Я. Большаковым [10] существует три класса нетрадиционных залежей капиллярно-экранированного типа (гидрофильный, гидрофобный и смешанный, гидрофильно-гидрофобный), которые могут присутствовать практически в каждой нефтегазоносной области и контролироваться так называемыми капиллярными барьерами первого и второго рода. При этом углеводородные ресурсы таких залежей изменяются от незначительных до гигантских.

В числе залежей гидрофильного класса были выделены две группы, в одну из которых входят залежи, экранирован-

ные капиллярными барьерами первого, а в другую — второго рода. Барьеры первого и второго рода имеют генетическое и функциональное различие. Первый из них обусловлен фильтрационно-литологической изменчивостью пласта по латерали и выполняет роль аккумулирующего фактора, препятствуя вторичной миграции углеводородов. Его происхождение обусловлено скачком капиллярного давления на стыках разнопоровых фаций. Барьер второго рода возникает на водно-углеводородном контакте залежей любого типа при охлаждении нефтегазоносного резервуара. Аккумулирующей роли он не играет, но препятствует перетоку нефти и газа при деформациях и раскрытии ловушек при тектонических перестройках. Залежи, экранированные капиллярными барьерами первого рода, могут присутствовать в любом нефтегазоносном районе, тогда как капиллярно-экранированные углеводородные скопления, контролируемые барьерами второго рода, распространены преимущественно в нефтегазоносных областях, перекрытых криолитозоной. Однако их наличие не следует исключать и за пределами территории развития многолетнемерзлых пород, например в районах, охарактеризованных низкими значениями современных пластовых температур.

Генетическое различие залежей гидрофильного и гидрофобного классов предопределяет различные для каждого из них наборы поисковых приемов, методы разведки и разработки.

В рамках данной статьи рассматривается пример образования залежи гидрофильного класса, контролируемой капиллярным барьером второго рода. Происхождение подобных экранов, стабилизирующих залежь, приурочено, как правило, к областям, где нефтенасыщенные пласты подверглись существенным снижениям пластовых температур после формирования в них залежей нефти и газа.

Согласно известным исследованиям поверхностное натяжение существенно зависит от температуры среды [11, 12, 13].

По данным М.В. Гиматулиной [14] межфазное натяжение при снижении температуры от 120 °С до 70 °С в системе «газ-вода» практически удваивается, что влечет за собой и соответствующее увеличение капиллярного давления в поровой среде. Этим явлением и обусловлено возникновение капиллярного барьера на контакте воды и углеводородов в поровой среде нефтегазоносного резервуара. После снижения пластовой температуры залежь «замораживается» на месте своей первоначальной аккумуляции за счет возросших капиллярных давлений. В случае отсутствия тектонических движений и относительной однородности фильтрационных свойств пласта-коллектора стандартное положение водонефтяного контакта совпадает с капиллярным барьером второго рода. Проявление стабилизирующего действия капиллярного барьера второго рода возможно только после полного или частичного расформирования структурных факторов приведших к аккумуляции данной залежи ещё до снижения пластовых температур.

Результаты исследований

Влияние пластовых температур на стабилизацию залежи УВ

Пластовые температуры природных нефтегазоносных резервуаров и закономерности их изменения главным образом зависят от плотности теплового потока. В течении геологи-

ческой истории плотность теплового потока существенно менялась во времени под воздействием различных факторов. Существенное влияние на пластовые температуры в различных нефтегазоносных провинциях оказывали изменения в интенсивности солнечной радиации и связанные с этим изменения климата. Охлаждение осадочных пород достигло наибольшей степени в особенности в северных нефтегазоносных провинциях, в частности на севере Западной Сибири. Такому изменению температурного режима осадочных пород способствовало снижение плотности теплового потока одновременно с климатическим похолоданием. О снижении пластовых температур одновременно с неотектоническими деформациями в плейстоцене говорят многие авторы. Снижение пластовых температур в некоторых северных провинциях Китая достигало 60 °С [15]. На севере Канады снижение пластовых температур в этот период превысило 90 °С [16]. В районах распространения многолетнемерзлых пород охлаждение нефтегазоносных резервуаров в неотектонический этап геологического развития достигло своего максимума.

Большинство авторов связывают формирование многолетней мерзлоты с похолоданием в позднекайнозойский период [17]. Позднекайнозойский ледниковый период в северном полушарии начался в начале плейстоцена около 2,7 млн лет назад. За период 2,5-0 млн лет в северо-восточной Евразии наблюдалось до 10 эпизодов значительной активности ледникового покрова и образования ледниковых щитов Северного полушария [18]. Охлаждающее действие криолитозоны в течение всего этого периода влияло на температурный режим нефтегазоносных резервуаров. Среднее снижение пластовых температур по всему разрезу осадочного чехла в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции по данным И.И. Нестерова [19] составило 30 °С. В южной части бассейна в кровле сеноманских отложений температуры осадочных пород понизились на 25-30 °С. В приполярных районах севера Западной Сибири отложения осадочного чехла остыли на 30-50 °С. В результате позднекайнозойского ледникового периода охлаждение испытали породы осадочного бассейна Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции вплоть до глубины в 4 км.

Снижение пластовых температур вызвало существенное повышение межфазного натяжения на контакте воды и углеводородов и соответствующее повышение капиллярного давления на газо-водяных и водо-нефтяных контактах. Таким образом, залежи были стабилизированы в зонах первоначальной аккумуляции углеводородов. В связи с возросшим капиллярным давлением дальнейшие структурные перестройки в неотектонический этап геологического развития уже не могли привести к переформированию залежей нефти и газа. В результате совместное действие активных неотектонических процессов и низких пластовых температур в позднекайнозойский период привели к возникновению залежей нефти и газа в северных нефтегазоносных провинциях, не подчиняющихся структурному фактору, что не позволяет проводить их поиск и разведку с позиции общепринятых традиционных решений.

Неотектонические деформации и их связь с капиллярными барьерами второго рода

По свидетельству многих авторов северные районы испытывали существенные послеледниковые деформации [20].

Деформации в Северных районах Канады составляли более сотни метров [21]. Ещё больший размах неотектонических движений в этот период наблюдался в северных территориях Западной Сибири [22]. Неотектонические деформации здесь достигали нескольких сотен метров. Чуть меньший разбег в тектонических движениях наблюдался в Широтном Приобье — порядка десятков метров. В результате часть локальных поднятий было расформировано и сформированы другие.

Большие скорости и широкий размах неотектонических преобразований привели к коренной структурной перестройке многих нефтегазоносных пластов. Так, например, по сообщению [23], за период 10–12 лет произошло опрокидывание нефтяной залежи Капро в Арканзасе (США).

Активные неотектонические процессы в области развития криолитозоны, где нефтегазоносные резервуары испытывали наибольшее охлаждение, позволяют предполагать широкое распространение в пределах указанных территорий самых разнообразных залежей нефти и газа, экранированных капиллярными барьерами второго рода.

Однако среди предполагаемого множества достоверно известны пока только две разновидности — это постантиклинальные залежи нефти и газа. Залежи одной разновидности приурочены к структурам с унаследованным развитием (приантиклинальные), а другой — к полностью расформированным антиклинальным ловушкам, не отраженным в современной структуре.

Следует отметить, что при расформировании палеоловушек в породах характеризующихся сверхкапиллярными размерами пор, например в коллекторах сеноманского возраста, в связи с низкими капиллярными давлениями, флюиды могли перемещаться в соответствии с новыми структурными формами вновь образующихся ловушек. Поэтому стабилизирующая роль капиллярных барьеров второго рода наиболее ярко прослеживается для более погруженных мелкопоровых коллекторов неокского и юрского возрастов, характеризующихся низкой проницаемостью. Частичное или полное расхождение в форме залежи с современным структурным планом нефтегазоносных резервуаров, расположенных в северных районах встречается достаточно часто. Соответственно подходить к разведке и доразведке таких месторождений с позиции только традиционных представлений о формировании залежей нефти и газа не следует.

Обсуждение результатов исследований

Определяющим для барьеров второго рода является охлаждение нефтегазоносных резервуаров, что вызывает повышение капиллярных давлений на контактах воды и УВ из-за увеличения межфазного натяжения при снижении пластовой температуры. Нефтегазоносный резервуар должен охладиться до такой степени, чтобы повышение межфазного натяжения и соответственно капиллярного давления на водо-углеводородном контакте было достаточным для препятствия движению углеводородов по водонасыщенному пласту за счет гравитационных сил при его тектонических деформациях, вплоть до полного расформирования содержащихся в нем природных ловушек.

Подобные капиллярно-экранированные залежи нефти и газа могут присутствовать в любой нефтегазоносной про-

винции, недра которой в неотектонический этап геологического развития испытали существенное охлаждение или характеризуются невысокими современными пластовыми температурами.

Однако наиболее широкое распространение они имеют в нефтегазоносных областях, перекрытых толщей многолетнемерзлых пород, поскольку криолитозона наряду с ослаблением во времени теплового потока, воздыманием и др. может рассматриваться в качестве дополнительного существенного фактора охлаждения пород осадочного чехла на значительную глубину. Наибольший практический интерес представляют постантиклинальные углеводородные скопления, что обусловлено сравнительной простотой их прогнозирования. Основные элементы локального прогноза и уточнения контуров таких залежей могут базироваться на палеоструктурных и палеогеографических исследованиях с составлением соответствующих моделей их строения. Связь современного строения залежей УВ на месторождениях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с неотектоническими процессами предполагалась и ранее [24], однако влияние капиллярных давлений на стабилизацию залежи на первоначальном месте ее аккумуляции тогда не рассматривалась.

Заключение

В большинстве случаев современная структура нефтегазоносных резервуаров является основным критерием при определении пространственного положения водо-нефтяных и газо-водяных контактов. Такой подход часто приводит к существенным ошибкам при определении положения контуров нефтегазоносности и как следствие к ошибкам в определении площади залежи и нефтегазонасыщенного объема.

Согласно [1] при определении контуров нефтеносности капиллярно-экранированных залежей, необходимо придерживаться следующих принципов:

1. На региональной стадии прогнозирования основными являются термометрические исследования нефтегазоносных резервуаров, а также оценка меры их неотектонических преобразований. Цель термометрического изучения — оценка степени снижения пластовых температур в резервуаре с момента начала в его ловушках аккумуляции углеводородов. В случае если охлаждение нефтегазоносного резервуара было достаточным для возникновения стабилизирующих капиллярных барьеров, изучают интенсивность последовавших после охлаждения неотектонических движений. Оценка интенсивности тектонических движений проводится с целью определения возможности полного либо частичного расформирования антиклинальных палеоловушек.

2. Далее проводят структурные и палеоструктурные построения. Палеоструктурные карты необходимо строить на момент максимального охлаждения рассматриваемого нефтегазоносного пласта. В случае невозможности получить хорошо прослеживаемый горизонт в верхне-кайнозойском интервале, в качестве репера при построении карты изопакит возможно взять горизонт, хронологически максимально приближенный к моменту наиболее низких пластовых температур. Для разреза Западной Сибири это может быть подошва туронского яруса. Очевидно, что при этом могут возникнуть определенные ошибки при выявлении

и оконтуривании залежей. Однако ошибки в большей мере вносят количественные, а не качественные искажения в истинную структуру продуктивных горизонтов при в общем унаследованном тектоническом развитии региона. Используя полученные палеоструктурные карты согласно антиклинальной концепции нефтегазонакопления выявляют антиклинальные ловушки и с учетом имеющихся данных о нефтегазонасности пласта по результатам испытания скважин определяют положение предполагаемых горизонтальных водо-нефтяных контактов, которые затем проецируются на современную структуру.

3. При прогнозировании контуров нефтеносности продуктивных пластов в Западной Сибири следует иметь ввиду что максимальные пластовые температуры до 120°C в осадочном чехле наблюдались в раннем олигоцене [25, 26]. Соответственно в начале олигоцена условия для миграции углеводородов были оптимальные поскольку межфазные натяжения были практически полностью компенсированы. Обусловленная этим фактом подвижность флюидов способствовала наиболее полному подчинению контуров залежей форме антиклинальных ловушек. Начало формирования толщи многолетнемерзлых пород связывают с похолоданием в начале плейстоцена. В это время произошла стабилизация залежей углеводородов капиллярными барьерами второго рода в связи с ростом межфазного натяжения и дальнейшие тектонические деформации уже не могли привести к перетокам флюидов из-за возросших капиллярных давлений на контактах воды и углеводородов.

Выводы

1. Использование данных о капиллярных характеристиках пласта-коллектора позволяет с большей точностью прогнозировать положение водонефтяных контактов не соответствующих современной структуре пласта. При этом отпадает необходимость наделять залежи нефти и газа несуществующими экранами вроде непроницаемых разломов или не подтвержденных бурением зонами глинизации пласта.

2. Исходя из уравнения Юнга-Лапласа капиллярные экраны, возникающие на границе воды и углеводородов и контролирующие форму залежей, генетически могут быть двух видов. Первый возникает на стыках разнопоровых фаций, то есть увеличение капиллярного давления в данном случае происходит за счет изменчивости радиуса кривизны порового канала. Второй вид капиллярных экранов обязан своему происхождению снижением пластовых температур приведших к увеличению межфазного натяжения и как следствие скачку капиллярного давления и последующим неотектоническим деформациям. Распространение данной разновидности капиллярно-экранированных залежей, не согласующихся с современной структурой пласта, определяется наличием криолитозоны либо ограничена распространением относительно низких пластовых температур.

3. Наиболее целесообразны поиски постантиклинальных залежей нефти и газа, экранированных капиллярными барьерами второго рода, находящихся на участках расформированных антиклинальных ловушек. ■

Благодарность: Статья подготовлена в рамках реализации государственного задания в сфере науки на выполнение научных проектов, выполняемых коллективами научных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России по проекту: «Технологии добычи низконапорного газа сеноманского продуктивного комплекса» (№ FEWN-2020-0013, 2020-2023 гг.). Исследование выполнено с использованием оборудования ЦКП «Центр перспективных исследований и инновационных разработок» ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет».

ЛИТЕРАТУРА

1. Ali, H. N. (2017). Fundamentals of Petroleum Geology. Springer Handbooks, 321-357. doi:10.1007/978-3-319-49347-3_9.
2. Tsoskounoglou, M., Ayerides, G., & Tritopoulou, E. (2008). The end of cheap oil: Current status and prospects. Energy Policy, 36(10), 3797-3806. doi:10.1016/j.enpol.2008.05.011.
3. Levorsen, A. I. (1948). OUR PETROLEUM RESOURCES. Geological Society of America Bulletin, 59(4), 283. doi:10.1130/0016-7606(1948)59[283:opr]2.0.co;2.
4. Anderson, W. G. (1987). Wettability Literature Survey- Part 4: Effects of Wettability on Capillary Pressure. Journal of Petroleum Technology, 39(10), 1283-1300. doi:10.2118/15271-pa.
5. Masalmeh, S. K. (2003). The effect of wettability heterogeneity on capillary pressure and relative permeability. Journal of Petroleum Science and Engineering, 39(3-4), 399-408. doi:10.1016/s0920-4105(03)00078-0.
6. Morrow, N. R. (1990). Wettability and Its Effect on Oil Recovery. Journal of Petroleum Technology, 42(12), 1476-1484. doi:10.2118/21621-pa.
7. Chen, T., Chiu, M.-S., & Weng, C.-N. (2006). Derivation of the generalized Young-Laplace equation of curved interfaces in nanoscaled solids. Journal of Applied Physics, 100(7), 074308. doi:10.1063/1.2356094.
8. Laplace P. S., Traite de Mechanique Celeste Gauthier-Villars, Paris, 1805, Vol. 4, Supplements au Livre X.
9. Young T., Philos. Trans. R. Soc. London 95, 65 (1805).
10. Большаков Ю.Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления // Новосибирск. Наука - 1995, 184 с.
11. Hough, E. W., Rzas, M. J., & Wood, B. B. (1951). Interfacial Tensions at Reservoir Pressures and Temperatures; Apparatus and the Water-Methane System. Journal of Petroleum Technology, 3(02), 57-60. doi:10.2118/951057-g.
12. Michaels, A.S., & Hauser, E. A. (1951). Interfacial Tension at Elevated Pressure and Temperature. II. Interfacial Properties of Hydrocarbon-Water Systems. The Journal of Physical Chemistry, 55(3), 408-421. doi:10.1021/j150486a008.
13. Ye, Z., Zhang, F., Han, L., Luo, P., Yang, J., & Chen, H. (2008). The effect of temperature on the interfacial tension between crude oil and gemini surfactant solution. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 322(1-3), 138-141. doi:10.1016/j.colsurfa.2008.02.04.
14. Гиматулинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта // М.: Недра. - 1982. - 310 с.

15. Duan, Y., & Wu, Y. (2019). Distribution and formation of Mesozoic low permeability underpressured oil reservoirs in the Ordos Basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 106755. doi:10.1016/j.petrol.2019.106755.
16. Kinji Magara (2). (1976). Thickness of Removed Sedimentary Rocks, Paleopore Pressure, and Paleotemperature, Southwestern Part of Western Canada Basin. *AAPG Bulletin*, 60. doi:10.1306/83d92401-16c7-11d7-8645000102c1865d.
17. Kinji Magara (2). (1976). Thickness of Removed Sedimentary Rocks, Paleopore Pressure, and Paleotemperature, Southwestern Part of Western Canada Basin. *AAPG Bulletin*, 60. doi:10.1306/83d92401-16c7-11d7-8645000102c1865d.
18. TODD, B. J., VALENTINE, P. C., LONGVA, O., & SHAW, J. (2007). Glacial landforms on German Bank, Scotian Shelf: evidence for Late Wisconsinan ice-sheet dynamics and implications for the formation of De Geer moraines. *Boreas*, 36(2), 148-169. doi:10.1111/j.1502-3885.2007.tb01189.x.
19. Cavanagh, A. J., Di Primio, R., Scheck-Wenderoth, M., & Horsfield, B. (2006). Severity and timing of Cenozoic exhumation in the southwestern Barents Sea. *Journal of the Geological Society*, 163(5), 761-774. doi:10.1144/0016-76492005-146.
20. Нестеров И.И., Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Соотношения современных и максимальных палеотемператур в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты // *Изв. АН СССР. Сер. Геол.* - 1982 - №2. - с. 112-120.
21. Dehls, J. F., Olesen, O., Olsen, L., & Harald Blikra, L. (2000). Neotectonic faulting in northern Norway; the Stuuragurra and Nordmannvikdalen postglacial faults. *Quaternary Science Reviews*, 19(14-15), 1447-1460. doi:10.1016/s0277-3791(00)00073-1.
22. Dyke, A. S., Morris, T. F., & Green, D. E. (1991). *Postglacial tectonic and sea level history of the central Canadian Arctic* (Vol. 397). Minister of Supply and Services Canada.
23. Варламов И.П. Основные итоги изучения новейшей тектоники равнин Сибири в связи с их нефтегазоносностью // *Геоморфология*. - 1983. - №3 - с. 13-22.
24. Леворсен А. Геология нефти // М.: Гостоптехиздат, 1958. - 487 с.
25. Рыбак В.К. Влияние неотектоники на изменение положения ВНК залежей нефти Красноленинского свода // *Тектоника Западной Сибири*. - Тюмень, 1987. - с. 126-129.
26. Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири // М.: Недра, 1987 - С. 134.

REFERENCES

1. Ali, H. N. (2017). *Fundamentals of Petroleum Geology*. Springer Handbooks, 321-357. doi:10.1007/978-3-319-49347-3_9.
2. Tsoskounoglou, M., Ayerides, G., & Tritopoulou, E. (2008). The end of cheap oil: Current status and prospects. *Energy Policy*, 36(10), 3797-3806. doi:10.1016/j.enpol.2008.05.011.
3. Levorsen, A. I. (1948). OUR PETROLEUM RESOURCES. *Geological Society of America Bulletin*, 59(4), 283. doi:10.1130/0016-7606(1948)59[283:opr]2.0.co;2.
4. Anderson, W. G. (1987). Wettability Literature Survey- Part 4: Effects of Wettability on Capillary Pressure. *Journal of Petroleum Technology*, 39(10), 1283-1300. doi:10.2118/15271-pa.
5. Masalmeh, S. K. (2003). The effect of wettability heterogeneity on capillary pressure and relative permeability. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 39(3-4), 399-408. doi:10.1016/s0920-4105(03)00078-0.
6. Morrow, N. R. (1990). Wettability and Its Effect on Oil Recovery. *Journal of Petroleum Technology*, 42(12), 1476-1484. doi:10.2118/21621-pa.
7. Chen, T., Chiu, M.-S., & Weng, C.-N. (2006). Derivation of the generalized Young-Laplace equation of curved interfaces in nanoscaled solids. *Journal of Applied Physics*, 100(7), 074308. doi:10.1063/1.2356094.
8. Laplace P. S., *Traite de Mechanique Celeste* Gauthier-Villars, Paris, 1805, Vol. 4, Supplements au Livre X.
9. Young T., *Philos. Trans. R. Soc. London* 95, 65 (1805).
10. Bolshakov Yu.Ya. Theory of capillarity of oil and gas accumulation // *Novosibirsk. Science* - 1995, 184 p.
11. Hough, E. W., Rzasa, M. J., & Wood, B. B. (1951). Interfacial Tensions at Reservoir Pressures and Temperatures; Apparatus and the Water-Methane System. *Journal of Petroleum Technology*, 3(02), 57-60. doi:10.2118/951057-g.
12. Michaels, A.S., & Hauser, E. A. (1951). Interfacial Tension at Elevated Pressure and Temperature. II. Interfacial Properties of Hydrocarbon-Water Systems. *The Journal of Physical Chemistry*, 55(3), 408-421. doi:10.1021/j150486a008.
13. Ye, Z., Zhang, F., Han, L., Luo, P., Yang, J., & Chen, H. (2008). The effect of temperature on the interfacial tension between crude oil and gemini surfactant solution. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 322(1-3), 138-141. doi:10.1016/j.colsurfa.2008.02.04.
14. Himatudinov Sh.K., Shirkovsky A.I. *Physics of oil and gas formation* // М.: Недра. - 1982.- 310 p.
15. Duan, Y., & Wu, Y. (2019). Distribution and formation of Mesozoic low permeability underpressured oil reservoirs in the Ordos Basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 106755. doi:10.1016/j.petrol.2019.106755.
16. Kinji Magara (2). (1976). Thickness of Removed Sedimentary Rocks, Paleopore Pressure, and Paleotemperature, Southwestern Part of Western Canada Basin. *AAPG Bulletin*, 60. doi:10.1306/83d92401-16c7-11d7-8645000102c1865d.
17. Kinji Magara (2). (1976). Thickness of Removed Sedimentary Rocks, Paleopore Pressure, and Paleotemperature, Southwestern Part of Western Canada Basin. *AAPG Bulletin*, 60. doi:10.1306/83d92401-16c7-11d7-8645000102c1865d.
18. TODD, B. J., VALENTINE, P. C., LONGVA, O., & SHAW, J. (2007). Glacial landforms on German Bank, Scotian Shelf: evidence for Late Wisconsinan ice-sheet dynamics and implications for the formation of De Geer moraines. *Boreas*, 36(2), 148-169. doi:10.1111/j.1502-3885.2007.tb01189.x.
19. Cavanagh, A. J., Di Primio, R., Scheck-Wenderoth, M., & Horsfield, B. (2006). Severity and timing of Cenozoic exhumation in the southwestern Barents Sea. *Journal of the Geological Society*, 163(5), 761-774. doi:10.1144/0016-76492005-146.
20. Nesterov I.I., Kurchikov A.R., Stavitsky B.P. Ratios of modern and maximum paleotemperatures in the sedimentary cover of the West Siberian Plate // *Izv. ANSSSR. Ser. Geol.* - 1982 - No.2. - pp. 112-120.

21. Dehls, J. F., Olesen, O., Olsen, L., & Harald Blikra, L. (2000). Neotectonic faulting in northern Norway; the Stuoragurra and Nordmannvikdalen postglacial faults. *Quaternary Science Reviews*, 19(14-15), 1447-1460. doi:10.1016/s0277-3791(00)00073-1.
22. Dyke, A. S., Morris, T. F., & Green, D. E. (1991). Postglacial tectonic and sea level history of the central Canadian Arctic (Vol. 397). Minister of Supply and Services Canada.
23. Varlamov I.P. The main results of the study of the latest tectonics of the plains of Siberia in connection with their oil and gas potential // *Geomorphology*. - 1983. - No. 3 - pp. 13-22.
24. Levorsen A. *Geology of oil* // Moscow: Gostoptehizdat, 1958. - 487 p.
25. Rybak V.K. The influence of neotectonics on the change in the position of the VNK oil deposits of the Krasnoleninsky arch // *Tectonics of Western Siberia*. - Tyumen, 1987. - pp. 126-129.
26. Kurchikov A.R., Stavitsky B.P. *Geothermy of oil and gas bearing regions of Western Siberia* // Moscow: Nedra, 1987 - p. 134.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ



Неёлова Евгения Юльевна:
кандидат геолого-минералогических наук,
доцент,
Кафедра «Геологии месторождений нефти и газа»,
Институт геологии и нефтегазодобычи,
Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия,
e-mail: nejolovaej@tyuiu.ru



Кобылинский Данил Александрович:
ассистент,
Кафедра «Геологии месторождений нефти и газа»,
Институт геологии и нефтегазодобычи,
Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия,
e-mail: kobylynskyda@tyuiu.ru

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Neelova Evgenia Yulievna:
PhD,
associate professor of the Department
of petroleum geology,
Institute of Geology and oil and gas production,
Tyumen Industrial University,
Tyumen, Russia,
e-mail: nejolovaej@tyuiu.ru

Kobylynskiy Danil:
assistant of the Department of petroleum geology,
Institute of Geology and oil and gas production,
Tyumen Industrial University,
Tyumen, Russia,
e-mail: kobylynskyda@tyuiu.ru

ВКЛАД АВТОРОВ/CONTRIBUTION: авторами выработан принцип прогноза контура залежей экранированных капиллярными барьерами второго рода / The authors have developed the principle of forecasting the contour of deposits shielded by capillary barriers of the second kind.

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ/CONFLICT OF INTEREST: Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов / The authors declare no conflict of interest.



РОССИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ДРУЖБЫ НАРОДОВ

Факультет Инженерная академия специальность Геология

Целью обучения является подготовка квалифицированных специалистов в области геологии, способных разрабатывать инновационные методы решения производственных задач в области поиска и разведки месторождений нефти, газа и твердых полезных ископаемых.

Во время обучения студенты получают знания, формируют навыки и умения в области анализа современного состояния и актуальных проблем геологической науки, поиска и изучения геологической, геофизической, геохимической информации и космических снимков, применения методов комплексных геолого-геофизических исследований, создания трехмерных геологических моделей, приобретают опыт самостоятельной научно-исследовательской, прикладной и педагогической работы.

Задачи обучения направлены на привитие навыков ориентирования в аналоговых и цифровых геологических данных, формирование представлений о назначении инновационных методов геолого-геофизических исследований и обработки информации, развитие навыков применения инновационных методов прогноза месторождений полезных ископаемых и ориентирования в специализированных программах при эффективном использовании их возможностей.

Контакты: 117198, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, 6. Приемная комиссия (Граждане РФ) +7 (495) 433-95-88, +7 (495) 787-38-27 доп.: 1214. E-mail: priem@rudn.ru. КОНТАКТ-ЦЕНТР: +7 (499) 936-87-87. E-mail: information@rudn.ru



WWW.N-GN.RU