



УДК 553.982.2

РОЛЬ ФЛЮИДОУПОРОВ В РАСПРЕДЕЛЕНИИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

THE ROLE OF SEALS IN THE DISTRIBUTION OF HYDROCARBON DEPOSITS

Жилина Инна Вячеславовна

кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник,
Институт проблем нефти и газа
89163573819@mail.ru

Zhilina Inna Vyacheslavovna

Candidate of Geological
and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher,
Institute of Oil and Gas Problems
89163573819@mail.ru

Аннотация. Данная статья посвящена обзору существующих классификаций флюидоупоров для формирования и сохранения залежей углеводородов в осадочном чехле. Также затронуты спорные вопросы способов миграции углеводородов.

Annotation. This article is devoted to a review of existing classifications of fluid seals for the formation and preservation of hydrocarbon deposits in the sedimentary cover. Controversial issues regarding the methods of hydrocarbon migration are also raised.

Ключевые слова: флюидоупор, пути миграции углеводородов, коллектор, рассеивающая толща.

Keywords: seal, hydrocarbon migration path ways, reservoir, dissipating strata.

Статья написана в рамках государственного задания по теме «Фундаментальный базис инновационных, цифровых технологий прогноза, поиска, разведки и освоения нефтегазовых ресурсов (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования до 2030 года)», номер государственной регистрации 125021302095-2.

Флюидоупоры – геологические формации, препятствующие вертикальной миграции углеводородов из залежей – играют ключевую роль в сохранении залежей нефти и газа. Кроме того, они так же являются важным элементом при формировании залежей и способствуют горизонтальной миграции углеводородов.

Классификация флюидоупоров

Надежность экранирующих свойств определяется составом и свойствами пород, степенью однородности, толщиной, площадью распространения. Поэтому существует несколько классификаций флюидоупоров:

По составу и свойствам пород

Глинистые породы. Наиболее распространенный тип флюидоупора. Обладают низкой пористостью и проницаемостью, высокой сорбционной способностью. Чем выше содержание глин, тем выше экранирующая способность.

Сланцы. Метаморфизованные глинистые породы обладают еще меньшей проницаемостью благодаря своей плотной структуре. Характеризуются высокой прочностью и устойчивостью к деформациям. Часто являются покрывками для крупных месторождений углеводородов.

Эвапориты. Формируются из отложений солей, гипса и ангидрита. Являются самыми надежными. Характеризуются высокой плотностью, низкой проницаемостью и высокой пластичностью, что позволяет «залечивать» трещиноватость.

Органические покрывки. В некоторых случаях органические материалы, такие как битуминозные породы или угольные слои, могут играть роль флюидоупора. Они имеют низкую проницаемость и способны задерживать миграцию углеводородов.

По площади распространения (по Э.А. Бакирову [2]).

Региональные. Распространены в пределах нефтегазоносной провинции или большей ее части, характеризуются значительной литологической выдержанностью.

Субрегиональные. Распространены на территории нефтегазоносной области или большей ее части.

Зональные. Распространены в пределах нефтегазоносных районов или зон нефтегазонакопления.

Локальные. Распространены в пределах нефтегазоносной залежи.

По экранирующим свойствам (по А.А. Ханину, 1968 [6]).

Группа А. Весьма высокая. Максимальный размер пор < 0,01 мкм. Проницаемость по газу 10^{-6} мД, Давление прорыва газа через смоченную керосином породу 12 Мпа. Сюда относятся соли, ангидриты, гипсы, высокодисперсные, монтмориллонитовые, смешанно-слойные глины.



Группа В. Высокая. Максимальный размер пор 0,05 мкм. Проницаемость по газу 10^{-5} мД, Давление прорыва газа через смоченную керосином породу 8 Мпа. Сюда относятся соли, ангедриты, гипсы, высокодисперсные, монтмориллонитовые, смешанно-слоистые глины. Литологический состав менее однородный.

Группа С. Средняя. Максимальный размер пор 0,3 мкм. Проницаемость по газу 10^{-4} мД, Давление прорыва газа через смоченную керосином породу 5,5 Мпа. Сюда относятся глины, аргиллиты каолинит-гидрослюдистые.

Группа D. Пониженная. Максимальный размер пор 2 мкм. Проницаемость по газу 10^{-3} мД, Давление прорыва газа через смоченную керосином породу 3 Мпа. Сюда относятся глины, аргиллиты алевролитистые, плотные известняки.

Группа Е. Низкая. Максимальный размер пор 10 мкм. Проницаемость по газу 10^{-2} мД, Давление прорыва газа через смоченную керосином породу 0,5 Мпа. Сюда относятся аргиллиты песчанистые, известковистые, магматические породы, известняки.

По строению природных резервуаров (Б.В. Филиппов, 1962; В.Д. Ильин и др., 1982; Е.Л. Теплов и др., 2011; А.А. Поляков и др., 2011; Г.А. Габриэлянц, В.И. Порожун, 2023; А.М. Хитров и др., 2023 [1, 3, 5, 7, 8]).

Истинная покрышка. Флюидоупор, препятствующий вертикальной миграции углеводородов. В разрезе осадочного чехла суммарно занимает около 10%. Особенно важно выделять и картировать локальные флюидоупоры, которые влияют на сохранение залежи нефти и газа, а также корректируют модель строения месторождений, что является очень важным для схемы разработки.

Ложная покрышка. Рассеивающая толща между коллектором и, собственно, флюидоупором. Это отложения, не являющиеся ни коллектором, ни флюидоупором, суммарно занимающие до 60 % от толщины осадочного чехла.

Проблемы выделения флюидоупоров

Несмотря на важность проблемы выделения флюидоупоров для поиска залежей углеводородов, особенно в рифовых природных резервуарах, она остается недостаточно изученной. В зарубежной и отечественной литературе этому вопросу уделяют недостаточное внимание. Чаще всего используют статистические методы оценки, что приводит к приблизительным результатам. При таком подходе ложные покрышки часто ошибочно относят к флюидоупорам. Эти промежуточные породы характеризуются низкой, но всё же существенной проницаемостью, что позволяет углеводородам свободно перемещаться сквозь них. В ряде случаев они могут содержать трещины, дополнительно облегчающие процесс миграции углеводородов.

Методология, предложенная в работах [3, 4], позволяет четко выделять и прогнозировать флюидоупоры, которые обеспечивают миграцию углеводородов между различными ловушками. Эта методика предполагает использование понятий критического направления миграции и принципа дифференциального улавливания углеводородов.

Кроме того, описанная методика помогает прогнозировать фазовый состав углеводородов и плотность нефти в различных ловушках. Примеры из практики показывают, что истинные покрышки могут быть тонкими, всего несколько метров, и располагаться как в структурах облекания, так и внутри рифовых массивов.

Выводы

Обновление знаний о роли флюидоупоров в осадочном чехле существенно снижает риски при разведке и разработке залежей углеводородов в рифовых структурах. Появляются дополнительные возможности для повышения эффективности поисковых работ, поскольку учитываются новые данные о взаимодействии коллекторов, флюидоупоров и промежуточных пород.

Таким образом, понимание природы флюидоупоров и их роли в миграции углеводородов становится ключевым фактором успеха в разведке и добыче полезных ископаемых.

Список литературы:

1. Габриэлянц Г.А. Методология поисков и разведки залежей нефти и газа / Г.А. Габриэлянц, В.И. Порожун. – М. : ФГБУ «ВНИГНИ», 2023. – 228 с.
2. Геология нефти и газа / Э.А. Бакиров [и др.]. – М. : Недра, 1990. – 240 с.
3. Выделение и картирование флюидоупоров по данным геофизических исследований / Д.И. Гурова [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 11(383). – С. 5–13.
4. Данилова Е.М. Критерии выделения флюидоупоров в рифовых массивах и структурах их облекания по материалам геофизических исследований скважин / Е.М. Данилова, А.М. Хитров // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Сборник трудов Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИГНГ РАН. – М. : ИГНГ РАН, 2022. – С. 131–134.



5. Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трехслойном резервуаре: Методические рекомендации / В.Д. Ильин [и др.]. – М. : ВНИГНИ, 1982. – 52 с.
6. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – Изд. «Недра», 1969. – С. 368.
7. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции / Е.Л. Теплов [и др.]. – СПб. : ООО «Реноме», 2011. – 286 с.
8. Филиппов Б.В. Типы природных резервуаров нефти и газа. – Л. : Недра, 1967. – 124 с.

List of references:

1. Gabrielyanc G.A. Methodology of prospecting and exploration of oil and gas deposits / G.A. Gabrielyanc, V.I. Poroskun. – М. : VNIGNI. 2023. – 228 p.
2. Geology of oil and gas / E.A. Bakirov [et al]. – М. : Nedra, 1990. – 240 p.
3. Identification and mapping of fluid seals based on geophysical survey data / D.I. Gurova [et al.] // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2023. – № 11(383). – P. 5–13.
4. Danilova E.M. Criteria for identifying fluid seals in reef massifs and their enveloping structures based on geophysical well survey data / E.M. Danilova, A.M. Hitrov // Fundamental basis of innovative technologies in the oil and gas industry: Collection of Proceedings of the All-Russian Scientific Conference with International Participation Dedicated to the 35th Anniversary of the IPNG RAS. – М. : IPNG RAS, 2022. – P. 131–134.
5. Local forecast of oil and gas content based on the analysis of trap structure in a three-layer reservoir: Methodical recommendations / V.D. Ilyin [and others]. – М. : VNIGNI, 1982. – 52 с.
6. Hanin A.A. Oil and gas reservoir rocks and their study. – Publishing house «Nedra», 1969. – P. 368.
7. Natural reservoirs of oil and gas bearing complexes of the Timan-Pechora province / E.L. Teplov [et al.]. – SPb. : Renome LLC, 2011. – 286 с.
8. Filippov B.V. Types of natural reservoirs of oil and gas. – L. : Nedra, 1967. – 124 с.