

Трудноизвлекаемые запасы углеводородов верхнедевонских рифов юга Бузулукской впадины на территории Оренбургской области

В.В. Кузьмина¹

¹ООО «СамараНИПИнефть»

Адрес для связи: legovik@inbox.ru

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы углеводородов, рифовые отложения, сложное строение, разработка, рифовый резервуар

В настоящее время в Оренбургской области активно ведутся работы по поиску и разработке месторождений в рифовых отложениях. На юге Оренбургской области насчитывается около 20 открытых месторождений с подтвержденной рифовой природой. Данные резервуары характеризуются сложным строением, фациальной неоднородностью, разнообразием трещин и пор.

Выполнен анализ свойств пород-коллекторов и насыщающих флюидов с целью оценки их соответствия параметрам объектов, запасы которых должны быть отнесены к категории трудноизвлекаемых. Хотя рифовые отложения являются традиционными вмещителями углеводородов, пласты имеют ухудшенные геолого-промысловые характеристики. Пустотное пространство в рифовых резервуарах сложного строения: трещины встречаются во всех фациях рифового ядра, причем их количество увеличивается сверху вниз по разрезу. Эта особенность отрицательно влияет на показатели разработки залежей.

Сделан вывод, что своевременное внедрение эффективных систем разработки на рифовых месторождениях Оренбургской области позволит повысить коэффициент извлечения нефти, обеспечить прирост геологических запасов нефти и продлить сроки эксплуатации залежей.

Hard-to-recover hydrocarbon reserves of the Upper Devonian reefs in the South of the Buzuluk depression in the Orenburg region

V.V. Kuzmina¹

¹SamaraNIPIneft LLC, RF, Samara

E-mail: legovik@inbox.ru

Key words: hard-to-recover hydrocarbon reserves, reef deposits, complex structure, development, reef reservoir

Currently, the Orenburg region is actively working on the search and development of deposits in reef sediments. In the South of the Orenburg region there are about 20 open deposits with confirmed reef nature. These reservoirs are characterized by a complex structure, facies heterogeneity, a variety of cracks and pores.

The analysis of the properties of reservoir rocks and fluids saturating them in order to assess their compliance with the parameters of objects whose reserves should be classified as hard-to-recover. Although reef deposits are traditional hydrocarbon reservoirs, the strata have degraded geological and commercial characteristics. Void space in reef reservoirs of complex structure: cracks occur in all facies of the reef core, and their number increases from top to bottom. This feature negatively affects the performance of the development of deposits.

The timely implementation of effective development systems at the reef deposits of the Orenburg region will increase the oil recovery factor, ensure the growth of geological oil reserves and extend the life of deposits.

В связи с усложнением геологического строения вновь открываемых месторождений, а также развитием технологий, позволяющих разрабатывать «нетрадиционные» залежи, в Российской Федерации появился административно-нормативный термин «трудноизвлекаемые запасы». С позиций теоретической и производственной геологии данный термин характеризует лишь степень сложности добычи углеводородов [1]. В настоящее время все же недостаточно проработана понятийная база и отсутствует строгая классификация трудноизвлекаемых запасов. Трудноизвлекаемые запасы отличаются от традиционных запасов нефти и газа в основном ухудшенными геолого-промысловыми характеристиками пласта.

Трудноизвлекаемые запасы можно разделить на три основные группы.

1. Запасы тяжелой высоковязкой нефти, природных битумов и углеводородов битуминозных песков.
2. Запасы, сосредоточенные в сложных коллекторах, характеризующихся низким коэффициентом извлечения флюидов, а также в угольных месторождениях; глинистых трещиноватых коллекторах, плотных песчаниках, глинистых сланцах, меловых породах и др.
3. Остаточные запасы углеводородов нерационально освоенных месторождений со сложными геолого-промысловыми условиями [2].

В статье проведен анализ возможности отнесения запасов рифовых месторождений Оренбургской области со сложным геологическим строением к категории трудноизвлекаемых с учетом выделенных групп.

Для анализа физико-химических свойств нефти рифовых резервуаров выбраны результаты исследования глубинных проб нефти, отобранных в скважинах девяти месторождений (рис. 1). Выбор месторождений определялся их расположением на исследуемой площади и глубинами залегания пластов-коллекторов рифового типа. Коллекторами служат известняки франского возраста Дфр2. Параметры, использованные для оценки свойств нефти, представлены в табл. 1. Из нее видно, что выбранные месторождения содержат легкие маловязкие нефти плотностью до 841 кг/м^3 (при температуре $20 \text{ }^\circ\text{C}$ и давлении $0,1 \text{ МПа}$) и вязкостью до $5,0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ (в пластовых условиях). В соответствии с действующей Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов можно сделать вывод, что по свойствам нефти запасы рифовых массивов исследуемой территории не относятся к категории трудноизвлекаемых.



Рис. 1. Обзорная карта района исследований

Рассмотрим, можно ли отнести указанные рифовые месторождения ко второй и третьей группам трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

Как уже отмечалось, рифовые резервуары обладают сложным строением, фациальной неоднородностью, разнообразием трещин и пор [3]. Вторая группа трудноизвлекаемых запасов характеризуется сложным строением коллекторов и низкими коэффициентами извлечения флюидов. Рассмотрим коэффициенты извлечения нефти (КИН), принятые при подсчете запасов пласта Дфр2 рассматриваемых месторождений (табл. 2).

Таблица 1. Физико-химические свойства нефти рифовых месторождений

| Месторождение | Глубина кровли коллектора, м | Пластовое давление, МПа | Плотность нефти в пластовых / поверхностных условиях, кг/м ³ | Динамическая вязкость в пластовых / поверхностных условиях, мПа·с |
|---------------------|------------------------------|-------------------------|---|---|
| Дедовое | 3840,3 | 42,0 | 783 / 828 | 1,41 / 4,04 |
| Кулагинское | 3770,0 | 39,7 | 776 / 821 | 0,67 / 3,75 |
| Ключевое | 3920,8 | 39,1 | 742 / 814 | 0,75 / 3,17 |
| Западно-Кулагинское | 3890,5 | 22,3 | 737 / 821 | 0,71 / 4,11 |
| Ржавское | 4062,9 | 45,0 | 663 / 789 | 0,46 / 2,25 |
| Соловьевское | 4115,3 | 36,3 | 652 / 822 | 0,33 / 3,80 |
| Волостновское | 3938,6 | 15,7 | 733 / 841 | 0,74 / 5,44 |
| Новожоховское | 3804,0 | 22,8 | 641 / 811 | 0,46 / 1,64 |
| Михайловское | 3763,0 | 41,5 | 658 / 798 | 0,37 / 2,42 |

Примечание. Все пробы были отобраны из пласта Дфр2.

Таблица 2. КИН, принятые при подсчете запасов месторождений

| Месторождение | Глубина кровли коллектора, м | Пластовое давление, МПа | КИН |
|---------------------|------------------------------|-------------------------|-------|
| Дедовое | 3840,3 | 42,0 | 0,539 |
| Кулагинское | 3770,0 | 39,7 | 0,457 |
| Ключевое | 3920,8 | 39,1 | 0,457 |
| Западно-Кулагинское | 3890,5 | 22,3 | 0,457 |
| Ржавское | 4062,9 | 45,0 | 0,539 |
| Соловьевское | 4115,3 | 36,3 | 0,539 |
| Волостновское | 3938,6 | 15,7 | 0,566 |
| Новожоховское | 3804,0 | 22,8 | 0,539 |
| Михайловское | 3763,0 | 41,5 | 0,539 |

Рифовые отложения на исследуемой площади находятся на ранней стадии разработки, поэтому для многих из них КИН приняты по аналогии с соседними месторождениями. В настоящее время, несмотря на сложное геологическое строение, текущие КИН месторождений достаточно высоки и не позволяют отнести рифы ко группе трудноизвлекаемых запасов.

К третьей группе относятся остаточные запасы углеводородов нерационально освоенных месторождений со сложными геолого-промысловыми условиями. Карбонатные пласты обладают слоистой и зональной неоднородностью литологических, емкостно-фильтрационных и упруго-механических свойств. Монолитные, на первый взгляд, карбонатные толщи являются сложными многопластовыми объектами разработки с сильно затрудненной гидродинамической связью по разрезу

и площади [4]. Породы-коллекторы рифового резервуара можно разделить на три группы: трещинно-каверново-поровые, каверново-поровые и трещинные. Исследования Новожиховского рифа [3] позволили выявить следующую особенность: частота встречаемости трещин увеличивается с глубиной. Эта закономерность наблюдается и в других одновозрастных рифовых отложениях и отрицательно влияет на показатели разработки рифовых месторождений. Например, при интенсивном отборе происходит быстрое обводнение [3].

Как известно, на многих длительно разрабатываемых месторождениях, приуроченных к карбонатным коллекторам, КИН не превышают 0,1–0,3. Поэтому, для успешного решения вопросов, связанных с вводом в разработку новых и доразработкой старых нефтяных месторождений необходимо учитывать накопленный опыт разработки месторождений в разных геолого-физических условиях [4, 5].

Своевременное принятие следующих решений по разработке залежей рифовых месторождений Оренбургской области, исходя из накопленного опыта эксплуатации аналогичных объектов, позволит повысить КИН и длительность эксплуатации.

1. Компенсированный отбор флюида. В условиях, когда резервуар состоит из двух основных типов коллектора: трещинно-каверново-порового и трещинного – формируется сложная система с фильтрацией флюида по широким каверновым / каверново-поровым каналам и только по трещинам. В первую очередь необходимо извлекать углеводороды из трещинного коллектора с последующим вовлечением в разработку каверново-поровых зон [4].

2. Выделение одного объекта разработки Дфр2. Пласт Дфр2 обладает достаточной нефтенасыщенной толщиной, содержит достаточные запасы нефти для рентабельного ее извлечения на всех рифовых месторождениях исследуемой площади.

3. Разбуривание месторождения с высокой плотностью сетки размещения скважин. Решение проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений связано с прогнозированием и предотвращением образования трудноизвлекаемой остаточной нефти. Одно из основных направлений работ по повышению эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов – оптимизация плотности сеток скважин и за счет этого ввод в активную разработку запасов в низкопроницаемых коллекторах [6]. Поэтому действующую сетку скважин с необходимо уплотнить в 1,5–2 раза: уменьшить расстояния между скважинами с 400 до 200–250 м.

4. Бурение горизонтальных и наклонно направленных скважин. Бурение горизонтальных скважин наиболее эффективно на месторождениях с высоконапорными пластовыми водами, подпирающими массивные залежи известняков (доломитов) значительной толщины с вертикальной трещиноватостью. По данным исследований [3], в рифах направленность трещин хаотичная, преобладает субвертикальная ориентировка. Поэтому данный вид бурения особенно эффективен для представленных месторождений со сложными геолого-промысловыми условиями.

5. Выбор оптимального режима работы скважин. На рифовых месторождениях отсутствует газовая шапка, разработка залежи предполагается при пластовом давлении выше давления насыщения.

6. Предупреждение интенсивного смыкания флюидопроводящих каналов.

7. Предотвращение разрушения призабойной зоны пласта [7].

Таким образом, можно сделать вывод, что рифовые резервуары Оренбургской области характеризуются сложным строением с ухудшенными геолого-физическими характеристиками пласта, что необходимо учитывать при их разработке. При правильно выбранном способе разработки можно обеспечить прирост геологических запасов нефти и продлить сроки эксплуатации залежей.

Список литературы

1. *Волянская В.В.* К вопросу о необходимости структурирования знаний о геологической природе понятия «трудноизвлекаемые запасы» // Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: матер. XIX науч.-практ. конф. – М., 2019. – 10 с.

2. *Кузьмина В.В.* Трудноизвлекаемые запасы и нетрадиционные источники углеводородного сырья // Дом ученых в Гамбурге. Сборник научных трудов. Т. 5. – Гамбург, Германия: Изд-во «Дом учёных», 2016. – С. 49–56.

3. *Распределение запасов нефти в сложно построенных трещинных коллекторах франских рифов Волостновского участка Оренбургской области / В.А. Шакиров, А.П. Вилесов, К.Н. Чертина, Н.М. Истомина // Поиски и разведка. – 2019. – № 5 (329). – С. 13–21.*

4. *Викторин В.Д., Лыков Н.А.* Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. – М.: Недра, 1980. – 202 с.

5. *Особенности разработки старейшего Ишимбайского нефтяного месторождения / А.В. Зайнулин, О.Е. Мещеряков, А.Н. Турдымов [и др.] // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – 2011. – № 3. – С. 109–111.*

6. *Оценка эффективности уплотнения сетки скважин на низкопроницаемых карбонатных коллекторах (на примере месторождений Республики Татарстан) / А.Г. Хабибрахманов, А.Т. Зарипов [и др.]. – Казань: Слово, 2017. – 199 с.*

7. *Стасюк М.Е., Коротенко В.А.* Выбор оптимального режима эксплуатации скважин в сложно построенных коллекторах // Нефть и газ. – 2001. – № 6. – С. 88–94.