

DOI 10.25689/NP.2019.1.62-70

УДК 622.038

# АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ОТЛОЖЕНИЙ АЧИМОВСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА

<sup>1</sup>Печёрин Т.Н., <sup>2</sup>Коровин К.В.

<sup>1</sup>ГП ХМАО–Югры «Научно–аналитический центр рационального  
недропользования»

<sup>2</sup>ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

# ANALYSIS OF FEATURES OF DEVELOPMENT OF STOCKS OF DEPOSITS OF THE ACHIMOVSKY OIL-AND-GAS COMPLEX

<sup>1</sup>Pecherin T.N., <sup>2</sup>Korovin K.V.

<sup>1</sup>Autonomous Institution of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug — Yugra  
«V.I. Shpilman research and analytical Centre for the rational use of the subsoil»

<sup>2</sup>Federal Budget Educational Institution of Higher Education «Tyumen  
Industrial University»

**E-mail: korovinkv@tyuiu.ru**

**Аннотация.** Статья посвящена состоянию разработки ачимовского нефтегазового комплекса на территории ХМАО, сложностям с вовлечением ачимовских отложений в разработку и причинам низкого уровня нефтеотдачи пластов. Регулярной разработкой охвачено 58 ачимовских объектов, содержащих более 50% суммарных запасов нефтегазового комплекса. Коэффициенты извлечения нефти по ачимовским пластам принимаются при проектировании на низком уровне, что связано с малыми величинами проницаемости и нефтенасыщенности, гидрофильностью, как следствие — подвижностью воды в продуктивных пропластках. Целью работы является анализ ключевых факторов, влияющих на показатели нефтеотдачи ачимовских объектов и сравнительная оценка уровня нефтеотдачи, ожидаемого при проектировании и достижимого при реализуемых технологических решениях

Анализ результатов разработки ачимовских объектов показал, что проектный уровень нефтеотдачи при сохранении текущего состояния может оказаться недостижимым по большинству объектов. Ключевой причиной выступает неполная

реализация проектного фонда, поскольку большинство ачимовских объектов не разбурены полностью. Среди других причин выделены: низкая проницаемость, прерывистое геологическое строение, преждевременное обводнение добываемой продукции. Последнему, как установлено по результатам выполненного анализа, подвержены, главным образом, низкопроницаемые пласты. В качестве еще одного результата исследования следует отметить установление характера взаимосвязи между охватом пласта процессами разработки, песчанистостью и эксплуатационной сеткой.

Достижимый КИН в среднем по разрабатываемым объектам оценивается в 0,131 доли ед. при сохранении текущего состояния и в 0,233 доли ед. при полной реализации проектного фонда. Низкий уровень нефтеотдачи свидетельствуют о том, что традиционный способ разработки, основанный на вытеснении нефти водой, в целом представляется малоэффективным.

**Ключевые слова:** ачимовская толща, КИН, песчанистость, нефтенасыщенность, проницаемость.

**Abstract.** The article is devoted to the state of development of Achimov oil and gas complex in the territory of the Khanty–Mansiysk District, the difficulties with the involvement of Achimov deposits in the development and the reasons for the low level of oil recovery. In all, 58 Achimov facilities, containing more than 50% of the total petroleum reserves of the oil and gas complex, covered by regular development. The oil recovery coefficients of in the Achimov formations are taken in the design at a low level, which is associated with low permeability and oil saturation, hydrophilicity, therefore — the mobility of water in productive interlayers.

In addition, the analysis of the results of the development of Achimov facilities showed that even the design level of oil recovery while maintaining the current state might be unattainable for most facilities. The key reason of acts is incomplete realization of the design of the Fund, since most of the Achimov objects are not drilled completely. Among other reasons are: low permeability, discontinuous geological structure, understated count of project wells (when the design takes a rare operational grid for economic reasons) and premature watering of the extracted products, as established by the results of the analysis, are subject mainly to low-permeable strata. As another result of the study, it should be noted that the nature of the relationship between the coverage of the reservoir by the development processes, sand content and the operational grid.

Accessible to on average in the developed objects it is estimated at 0,131 shares of unit when maintaining current state and at 0,233 shares of unit at the complete realization of design fund. Low level of oil recovery demonstrate that the traditional way of development based on naphtha replacement by water in general is represented ineffective.

**Key words:** Achimov thick layer, oil recovery coefficient, sand content, oil saturation, permeability.

В отложениях ачимовского нефтегазоносного комплекса на территории ХМАО-Югры выделено 58 эксплуатационных объектов, которые разрабатываются в регулярном режиме, т.е. непрерывно в течение как минимум нескольких лет. Согласно принятым при проектировании представлениям, эти объекты содержат 3,7 млрд.т начальных геологических и 1 млрд.т начальных извлекаемых запасов нефти по сумме категорий — более 50 % от суммарных запасов НГК.

В качестве неблагоприятных факторов для вовлечения в разработку ачимовских пластов следует отметить сочетание низкой проницаемости с недонасыщенностью и гидрофильностью коллекторов. Последнее обстоятельство обуславливает подвижность пластовых вод даже в продуктивных пропластках и тем существенно ограничивает возможности интенсификации. Общее восприятие ачимовских отложений, как сложных для разработки (по классификации Халимова–Лисовского [1] все 58 разрабатываемых объектов отнесены к неблагоприятным коллекторам) нашло отражение в низких показателях нефтеотдачи, принимаемых при проектировании. В среднем по 58 объектам проектная величина КИН составляет 0,276 доли ед., при средней по НГК — 0,260 доли ед. [2–4].

Цель настоящей работы — анализ ключевых факторов, влияющих на показатели нефтеотдачи ачимовских объектов и сравнительная оценка уровня нефтеотдачи, ожидаемого при проектировании и достижимого при реализуемых технологических решениях. В свою очередь сопоставление достижимой и проектной нефтеотдачи позволяет оценить адекватность этих решений геолого-физическим условиям отложений ачимовской толщи.

Коэффициент извлечения нефти как ключевой показатель нефтеотдачи принято рассматривать как произведение двух коэффициентов–сомножителей — коэффициента вытеснения ( $K_{выт}$ ) и коэффициента охвата ( $K_{охв}$ ).

Коэффициент вытеснения инвариантен относительно других технологических решений, кроме выбора вытесняющего агента, и устанавливается по результатам специальных исследований кернового материала.

Коэффициент охвата является сложной многофакторной величиной, зависящей как от геолого-физических условий (на микро– и на макроуровне), так и от технологических параметров и ограничений. В работах [5–6] предлагается разделить факторы, влияющие на коэффициент охвата, на две группы — и, соответственно, выделить в коэффициенте охвата два сомножителя:

- коэффициент дренирования ( $K_{др}$ ), в работе [6] названный «коэффициентом сетки» — определяет долю подвижных запасов, которую дренирует сетка эксплуатационных скважин;
- коэффициент выработки ( $K_{выр}$ ) — доля дренируемых запасов, которая может быть извлечена при существующих технико-экономических ограничениях.

Для оценки коэффициента выработки использовалась формула (6.1) из РД 153-39.0-110-01 [7]:

$$h_{зав} = \frac{f_v H}{K_v \mu_o (1 - f_v) + f_v},$$

где  $h_{зав}$  — обводненная толщина, то есть часть эффективной нефтенасыщенной толщины  $H$ , определяемая из тех продуктивных пропластков, из которых подвижная нефть вытеснена;  $\mu_o$  — соотношение вязкостей нефти и воды;  $f_v$  — объемная доля воды в потоке при пластовых условиях;  $K_v$  — относительная фазовая проницаемость воды в заводненной (промытой) части пласта.

Путем несложных математических преобразований и при известных значениях коэффициента вытеснения и объемных свойств нефти, методом

линейной регрессии из этой формулы выражается коэффициент дренирования и относительная подвижность вытесняющего агента для каждого из эксплуатационных объектов.

Результаты с помощью метода линейной регрессии получены по 40 из 58 объектам. По оставшимся 18 объектам из-за отсутствия устойчивой динамики показателей, оказалось невозможным найти линейный участок, либо значения углового коэффициента и константы для линейного участка выходили за пределы области допустимых значений. Поэтому, как для оценок нефтеотдачи по этим объектам, так и для дальнейшего использования, результаты оценок коэффициента дренирования и относительной подвижности рабочего агента были обобщены.

Используя полученную зависимость для коэффициента дренирования и распределения соотношения относительной подвижности воды и вязкости нефти, были оценены величины коэффициентов дренирования, выработки и извлечения нефти при сохранении текущего состояния по оставшимся 18 объектам, где невозможно сделать это напрямую, по промысловым данным. Далее по всем 58 объектам были выполнены оценки нефтеотдачи при условии полной реализации проектного фонда. Основные полученные результаты и их анализ приводятся в таблице.

Согласно выполненным оценкам даже, несмотря на неполную реализацию проектного фонда принятые при проектировании показатели нефтеотдачи могут быть достигнуты или превышены по 8 объектам (Табл.). При этом по данным объектам не исключается возможность занижения как извлекаемых, так и геологических запасов. В качестве признака занижения стоит отметить малую кратность запасов (по 3 объектам она составляет менее 10 лет), а также низкую величину КИН, заложенную при проектировании — менее 0,3 доли ед. по 7 объектам.

Таблица

**Результаты оценки достижимости проектной нефтеотдачи по ачимовским объектам и ее факторный анализ**

| Состояние нефтеотдачи                                      | Число объектов | Суммарная разница НИЗ, млн т |
|------------------------------------------------------------|----------------|------------------------------|
| Проектная нефтеотдача достигается или может быть превышена |                |                              |
| – при текущем состоянии                                    | 8              | 23,3                         |
| – в т.ч. проектные документы старше 3 лет                  | 2              | 0,5                          |
| – в т.ч. кратность запасов меньше 10 лет                   | 3              | 2,6                          |
| – в т.ч. проектный КИН меньше 0.3                          | 7              | 21,1                         |
| – при полной реализации проектного фонда                   | 25             | 34,4                         |
| Проектная нефтеотдача не достигается                       |                |                              |
| – при текущем состоянии                                    | 50             | –549,6                       |
| – в т.ч. с неполной разбуренностью                         | 48             | –548,1                       |
| – при полной реализации проектного фонда                   | 33             | –158,6                       |
| – в т.ч. из-за редкой (>36 га) проектной сетки             | 18             | –71,5                        |
| – в т.ч. из-за прерывистого строения (IV тип)              | 12             | –95,8                        |
| – в т.ч. при проницаемости менее 3 мД                      | 20             | –122,9                       |
| – в т.ч. из-за низкого коэффициента выработки              | 12             | –48,1                        |

При условии полной реализации проектного фонда число объектов, способных достичь и превысить проектный уровень нефтеотдачи, возрастает до 25, однако прирост НИЗ возрастает в этом случае не в столь значительной степени — с 23,3 до 34,4 млн т.

Подавляющее большинство ачимовских объектов (50 из 58) при сохранении текущего состояния разработки не достигают принятых при проектировании показателей нефтеотдачи. По 48 из этих объектов нефтеотдача ниже проектной связана с неполной разбуренностью. Однако и в случае полной реализации проектного фонда, извлекаемые запасы ниже принятых при проектировании оцениваются по 33 объектам.

В качестве наиболее распространенного фактора, отрицательно сказывающегося на добычных возможностях скважин по этим объектам, следует отметить низкую проницаемость — по 20 объектам она составляет менее 3 мД. По 18 объектам мог быть занижен проектный фонд – при

проектировании принимались редкие эксплуатационные сетки с удельной площадью нефтеносности более 36 га на скважину. По 12 объектам на нефтеотдаче отрицательно сказывается прерывистое строение, и по такому же количеству объектов — гидрофильность коллекторов, ведущая к преждевременному обводнению добываемой продукции.

В целом по разрабатываемым объектам, выделенным в отложениях ачимовского НГК, при сохранении текущего состояния разработки может быть извлечено на 526,3 млн.т (более чем в 2 раза) нефти меньше, чем предусматривается проектными документами. В случае реализации проектного фонда разница между проектными и достижимыми извлекаемыми запасами сокращается до 124,2 млн.т (12,2%), однако все равно остается существенной.

Достижимый КИН в среднем по разрабатываемым объектам оценивается в 0,131 доли ед. при сохранении текущего состояния и в 0,233 доли ед. при полной реализации проектного фонда. Столь низкий уровень нефтеотдачи в сочетании со значительным (порядка сотен млн. т) отставанием от проекта потенциально-извлекаемых запасов свидетельствуют о том, что традиционный способ разработки, основанный на вытеснении нефти водой, в целом оценивается как малоэффективный.

### Список литературы

1. Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. — 2005. — № 1. — С. 17–19.
2. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Особенности геологического строения ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. — 2016. — Т. 12, № 1 (62). — С. 23.
3. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Особенности строения и оценка потенциала ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Успехи современного естествознания. — 2016. — № 8. — С. 195-199.
4. Sevastianov A.A., Korovin K.V., Zotova O.P., Zubarev D.I. Production prospects of hard-to-recover oil reserves on the territory of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra // Нефть и газ: опыт и инновации. — 2017. — Т. 1, № 1. — С. 15-21.
5. Печёрин Т.Н. Аналитическая методика оценки нефтеотдачи // VII конференция

молодых специалистов организаций, осуществляющих виды деятельности, связанной с пользованием участками недр на территории ХМАО-Югры: Сборник научных трудов — Уфа: ООО «Монография», 2007. — С.170–173.

6. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ — Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. — 638 с.
7. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Москва, 2002. — 58 с.

### References

1. N.N. Lisovsky, E.M. Khalimov *O klassifikacii trudnoizvlekaemyh zapasov* [Concerning classification of unconventional reserves]. Vestnik CKR Rosnedra, 2005, No.1. pp. 17-19 (in Russian)
2. A.A. Sevastyanov, K.V. Korovin, O.P. Zotova *Osobennosti geologicheskogo stroeniya achimovskih otlozhenij na territorii HMAO-YUgry* [Geological aspects of Achimovsky deposits within KhMAD-Yugra]. Akademicheskyy zhurnal Zapadnoi Sibiri, 2016, V.12, No.1 (62). p.23 (in Russian)
3. A.A. Sevastyanov, K.V. Korovin, O.P. Zotova, D.I. Zubarev *Osobennosti stroeniya i ocenka potenciala achimovskih otlozhenij na territorii HMAO-YUgry* [Geological aspects and evaluation of Achimovsky deposits potential within KhMAD-Yugra]. Uspekhi sovremennogo estestvoznaniya, 2016, No.8. pp. 195-199 (in Russian)
4. Sevastianov A.A., Korovin K.V., Zotova O.P., Zubarev D.I. Production prospects of hard-to-recover oil reserves on the territory of Khanty-Mansiysk Autonomous District – Yugra. *Neft i gaz: opyt i innovacii*, 2017, V.1, No.1. pp. 15-21 (in Russian)
5. T.N. Pecherin *Analiticheskaya metodika ocenki nefteotdachi* [Analytical procedure of oil recovery estimation]. VII Conference of young professionals. Collection of research papers, Ufa: ООО Monografiya Publ., 2007. pp. 170-173 (in Russian)
6. V.D. Lysenko *Razrabotka neftyanyh mestorozhdenij* [Oil field development]. Proektirovanie i analiz, Moscow: ООО Nedra-Biznescentr, 2003. 638 p. (in Russian)
7. RD No. 153-39.0-110-01 Guidelines for field-geologic analysis of oil and oil-gas field development, Moscow, 2002. 58 p. (in Russian)

**Сведения об авторах**

*Печёрин Тимофей Николаевич*, кандидат технических наук, ГП ХМАО–Югры «Научно–аналитический центр рационального недропользования», г. Тюмень, Российская Федерация  
E-mail: korovinkv@tyuiu.ru

*Коровин Константин Владимирович*, кандидат технических наук, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Российская Федерация  
E-mail: korovinkv@tyuiu.ru

**Authors**

*Pecherin T.N.*, PhD, Autonomous Institution of Khanty–Mansiysk Autonomous Okrug — Yugra «V.I. Shpilman research and analytical Centre for the rational use of the subsoil», Tyumen, Russian Federation  
E-mail: korovinkv@tyuiu.ru

*Korovin K.V.*, PhD, Federal Budget Educational Institution of Higher Education «Tyumen Industrial University», Tyumen, Russian Federation  
E-mail: korovinkv@tyuiu.ru

**Коровин Константин Владимирович**  
**625000, Российская Федерация**  
**г. Тюмень, ул. Володарского, 38**  
**Тел. 8 345 256 61 14**  
**E-mail: korovinkv@tyuiu.ru**