

УДК 553.982.2

**Построение 3D-геологической модели отложений ачимовской толщи
при условии значительных перепадов водонефтяного контакта**

Я. О. Антипин^{1*}, И. В. Вершинина¹, Е. С. Тарачева¹, Н. В. Гильманова²

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: AntipinYO@tmn.lukoil.com

Аннотация. Для продуктивных отложений ачимовской толщи изучены текстурные особенности, оказывающие весомое влияние на насыщение нефтью пород-коллекторов пласта в зависимости от высоты над поверхностью ВНК. Отмечено, что со снижением высоты прослоя над поверхностью ВНК граничное значение проницаемости для нефтенасыщения прослоев увеличивается.

Полученный вывод можно использовать для обоснования снижения нефтенасыщенных толщин в интервалах близких к ВНК или для определения эффективных нефтенасыщенных толщин слоистых коллекторов.

Результатом выполненной работы является цифровая трехмерная геологическая модель залежи пласта Ач₆ Импурского месторождения, включающая в себя не только детальное литологическое расчленение разреза с учетом пород-неколлекторов, но и модель нефтенасыщенности, построенную по изменяющимся под влиянием высоты залежи над ВНК кондиционным значениям проницаемости пород-коллекторов, отвечающих за их «пятнистое» насыщение.

Предложенный подход позволяет добиться текущей обводненности по данной залежи 55 % без корректировки относительных фазовых проницаемостей при фактических скважинных данных в среднем 56 %.

Ключевые слова: цифровая трехмерная геологическая модель; породы-коллекторы; фильтрационно-емкостные свойства; водонефтяной контакт; нефтенасыщенность

**3D geological modeling Achimov sequence sediments under conditions
of significant changes of oil-water contact**

**Yaroslav O. Antipin^{1*}, Irina V. Vershinina¹, Elizaveta S. Taracheva¹,
Natalia V. Gilmanova²**

¹KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: AntipinYO@tmn.lukoil.com

Abstract. For the productive formation of Achimov sequence texture features have been studied, which have a significant impact on the oil saturation of reservoir rocks depending on the changes of height above oil-water contact. It is noted that if the height of the interlayer above the surface of oil-water contact decreases, the boundary value of the permeability for the oil saturation of interlayers increases.

The obtained conclusion can be used to justify the reduction of oil saturated thicknesses in the intervals close to the oil-water contact or to determine the oil saturated thicknesses of layered reservoirs.

The result of this work is a digital three-dimensional geological model of the Ach₆ reservoir at the Imilorskoye oil field. This geological model includes not only a detailed lithology differentiation of the section, taking into account the non-collector rocks, but also a model of oil saturation, built on changing under the influence of the height of the reservoir over the oil-water contact conditioned values of permeability of reservoir rocks responsible for their "spotty" saturation.

The proposed approach makes it possible to achieve the current water cut for this reservoir of 55 % without adjusting the relative phase permeability at the actual well data on average 56 %.

Key words: digital three-dimensional geological model; reservoir rocks; reservoir properties; oil-water contact; oil saturation

Введение

По объемам разведанных запасов жидких углеводородов Российская Федерация занимает второе место в мире с долей около 15 % мировых запасов.

В настоящее время невыполнение проектных уровней добычи нефти на некоторых месторождениях — результат проблем различного характера процесса разработки месторождений, которые не были своевременно выявлены и решены. Проведенные в Западной Сибири за последние годы исследования показали значительное расхождение между реальным уровнем сложности геологического строения разрабатываемых залежей углеводородов и их упрощенными геолого-промысловыми моделями.

Для обеспечения эффективного управления разработкой месторождений углеводородов и достижения проектного коэффициента извлечения требуются достоверные детальные цифровые трехмерные геологические модели, которые отражают реальную структуру залежей, дают представление о пространственном распределении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), параметров залежей и нефтегазонасыщенности пород-коллекторов.

Объект и методы исследования

Согласно «Рекомендациям к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья» допускаются два варианта литологической модели — определение интервалов по признаку «коллектор-неколлектор» и создание детальной литологической модели.

В первом случае ячейкам литологической модели будет присвоен признак «коллектор» либо «неколлектор» независимо от литологической составляющей (плотные породы, аргиллиты). Это значит, что у каждой ячейки будет только одно значение, характеризующее лишь один литотип: коллектор или неколлектор (значение 1 или 0). Однако в нефтегазопромысловой геологии не существует признака «неколлектор», а существуют породы с низкими значениями ФЕС, то есть породы, которые в ячейках упрощенной литологической модели имеют значение 0 (а значит, в пределах этих ячеек не распространяются значения ФЕС), на самом деле являются проницаемыми. Создание детальной модели, включающей в себя различные литологические типы пород, слагающих геологический разрез, обосновано не только необходимостью расчленения разреза по методам геофизических исследований скважин (ГИС), но и

тем фактом, что различные по литологическому типу породы-коллекторы отличаются и коллекторским потенциалом¹.

Считается, что распределение литологических разностей в объеме резервуара повышает достоверность моделей.

Также в литературе, например в книге К. Е. Закревского «Геологическое 3D моделирование» описана методика построения детальных геологических моделей, когда упрощенная модель литологии (0-1) не смогла реалистично отразить распределение ФЕС в объеме залежи и обеспечить точную адаптацию на историю разработки месторождения. Наиболее простое решение — задать нулевую пористость и проницаемость в ячейках пород-неколлекторов, но на этапе гидродинамического моделирования выясняется, что, не имея запасов углеводородов, породы-неколлекторы тем не менее принимают участие в процессе фильтрации [1].

Рассматриваемый в работе пласт Ач₆ относится к сортымской свите берриасского яруса нижнего мела, отложения которой накапливались преимущественно в морских условиях и имеют клиноформное строение. В ее литологическом составе преобладают песчаники мелкозернистые, карбонатные, алевроитовые, слюдистые и алевролиты мелко- и крупнозернистые, карбонатистые, песчаные, слюдистые. Во всех вышеупомянутых породах встречаются включения остатков растительного детрита, реже битуминозного вещества.

Фильтрационно-емкостными свойствами пласт охарактеризован в 14 скважинах. Пористость (керосинонасыщением) пород-коллекторов Ач₆ исследована на 116 образцах керна, среднее по выборке значение составляет 15,05 %. Проницаемость оценена по 103 образцам, среднее значение — $0,4 \cdot 10^{-3}$ мкм². Вододерживающая способность изучена на 41 образце, среднее значение — 62,36 %.

Породы-коллекторы пласта Ач₆ по классификации А. А. Ханина относятся к IV–V–VI классам проницаемости.

Граничное значение проницаемости для пласта Ач₆ составило от $0,14 \cdot 10^{-3}$ до $0,2 \cdot 10^{-3}$ мкм² и было обосновано петрофизическим способом при использовании стандартных графиков $f = K_n^{\text{эф}}(K_n^0)$, $f = K_n(K_n^{\text{эф}})$, $f = K_{np}(K_n)$ с заданными значениями $K_{во}$ и $K_{но}$, где $K_n^{\text{эф}}$ и K_n^0 — коэффициент эффективной и динамической пористости соответственно, K_{np} — коэффициент проницаемости, $K_{во}$ и $K_{но}$ — коэффициент остаточной водо- и нефтенасыщенности соответственно.

Указанное граничное значение проницаемости получено при анализе однородных образцов алевролитов и песчаников и не учитывает текстурную неоднородность пород-коллекторов [2].

Экспериментальная часть

Для залежи пласта Ач₆ с большой высотой над водонефтяным контактом (ВНК) реализован подход создания геологической модели со значениями литотипа, включающими в себя кроме стандартного набора (коллектор и неколлектор) еще и алевролиты. Для алевролитов заданы значения параметров пористости и проницаемости, равные граничным значениям 12,1 % и $0,12 \cdot 10^{-3}$ мкм² соответственно, и 100 %-я водонасыщенность. Таким образом, с учетом указанных параметров алевролиты начинают участвовать в процессе

¹Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья [Электронный ресурс]. — М.: ФБУ ГКЗ, 2014. — Режим доступа: <https://pandia.ru/text/80/112/45436.php>.

фильтрации флюидов, добавляя в гидродинамическую модель 10–15 % обводненности [3]. Для залежей пласта Ач₆ этого оказалось недостаточно.

Следует понимать, что в реальности распределение нефти и воды в переходной водонефтяной зоне может быть значительно сложнее из-за большого разнообразия свойств пород-коллекторов пластовой системы, особенно если речь идет о терригенных коллекторах месторождений Западной Сибири.

По мнению Ю. Я. Большакова, сложность эта заключается в том, что в распределении флюидов в природных ловушках наблюдаются существенные отклонения от принципов антиклинально-гравитационной концепции нефтегазо-накопления, которая не учитывает сил сопротивления миграции флюидов. Этими силами являются капиллярные давления, возникающие на границе различных фаз в поровой среде.

Ю. Я. Большаковым изучено взаимодействие гравитационных и капиллярных сил во время формирования залежей углеводородов. В результате выделен тип нетрадиционных капиллярно-экранированных залежей. Однако любая залежь углеводородов классического антиклинального типа находится под действием гравитационных и капиллярных сил, потому что содержится в неоднородной многофазной поровой среде, подверженной гравитационному воздействию [4].

Влияние текстурной неоднородности на флюидонасыщение пород-коллекторов по разрезу освещалось в работах Д. А. Асташкина, А. В. Акиншина [5], В. А. Ефимова [6], М. Л. Сургучева [7] и др.

В настоящей работе сохранена преемственность подхода предыдущих авторов. При исследованиях выполнен анализ интенсивности свечения кернового материала в ультрафиолетовом свете (УФ), фильтрационных особенностей и результатов испытания пластов.

По фотографиям керна были определены следующие мощности: суммарного долбления, отсутствия свечения, «слабого» свечения и «сильного» свечения. Для всех анализируемых интервалов выполнено сопоставление средневзвешенных по прослоям значений пористости и проницаемости с шифром интенсивности свечения.

В целом проанализированный материал по скважинам Имилорского месторождения для ачимовских отложений в первоначальном варианте может быть сгруппирован в три крупных условных блока флюидонасыщения по разрезу: первые метры от ВНК, высота 50 м и высота 100 м.

При высоте над поверхностью ВНК более 40 м прослой с отсутствием свечения керна в УФ отличаются высокими значениями водоудерживающей способности и низкими значениями проницаемости (в пределах погрешности от граничных значений, полученных при сопоставлениях стандартных ФЕС). Прослой идентифицированы как неколлектор.

При высоте над поверхностью ВНК первые метры прослой с отсутствием свечения керна в УФ имеют значения проницаемости выше граничных и средние значения водоудерживающей способности. Прослой идентифицированы как коллектор, по данным промыслово-геофизических исследований получен приток воды.

На имеющемся материале (15 скважин) путем построения распределений было получено ориентировочное граничное значение проницаемости для условия нефтенасыщения пород-коллекторов. Для продуктивных пластов ачимовской толщи оно составляет порядка $1,3 \cdot 10^{-3}$ мкм², с учетом зоны неоднозначности — $0,25 \cdot 10^{-3}$ – $3 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Большой диапазон зоны неоднозначности связан с отсутствием учета на данном распределении высот интервалов над ВНК. Поэтому была предпринята попытка построения сопоставления проницаемости и пористости для разных высот залежей, при этом фиксируется наклон разделяющей линии для насыщенных и ненасыщенных пород-коллекторов (рис. 1–3), связанный с изменением в данном диапазоне значений коэффициентов водоудерживающей способности и эффективной пористости.

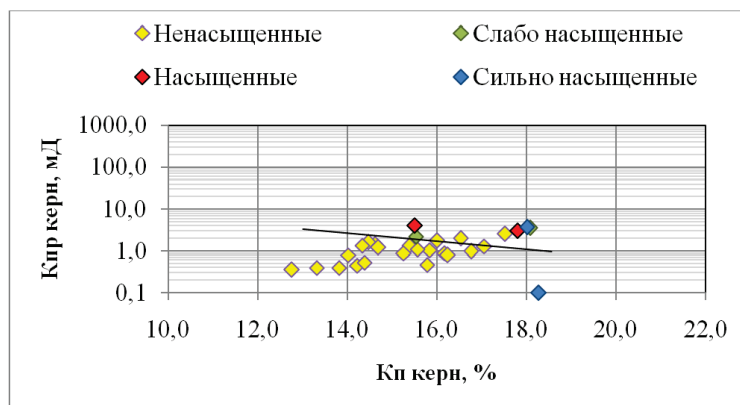


Рис. 1. Граничные значения проницаемости для нефтенасыщенных прослоев при высоте залежи над ВНК до 10 м

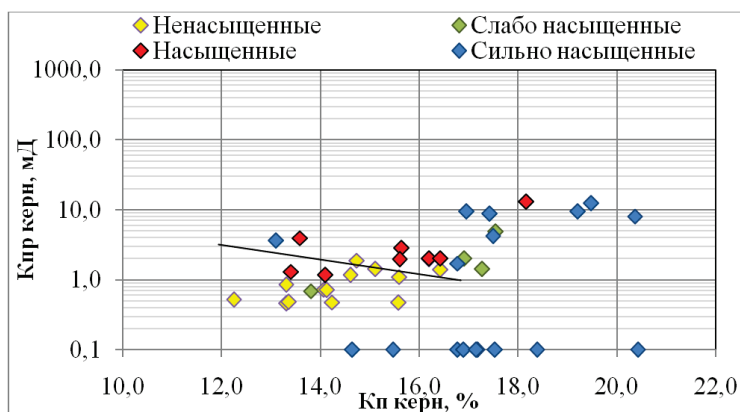


Рис. 2. Граничные значения проницаемости для нефтенасыщенных прослоев при высоте залежи над ВНК до 50 м

На рисунках 1–3 отмечено, что с увеличением высоты прослоя над поверхностью ВНК граничное значение проницаемости для нефтенасыщения прослоев пород-коллекторов уменьшается.

Полученный вывод можно использовать для обоснования снижения нефтенасыщенных толщин в интервалах близких к ВНК или для определения эффективных нефтенасыщенных толщин слоистых коллекторов (чтобы избежать завышения запасов).

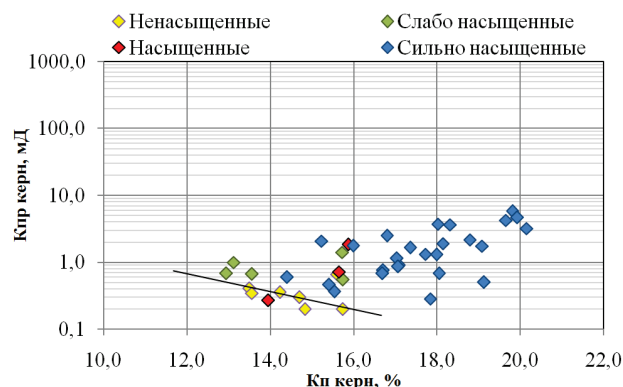


Рис. 3. Граничные значения проницаемости для нефтенасыщенных прослоев при высоте залежи над ВНК до 100 м

С учетом результатов вышеприведенных исследований построена трехмерная модель нефтенасыщенности пласта Ач₆ Имилорского месторождения (рис. 4).

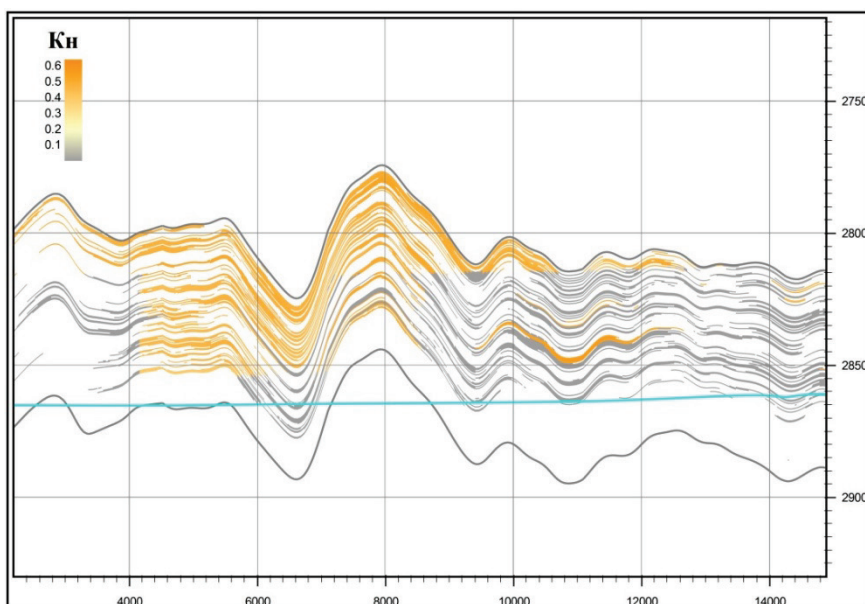


Рис. 4. Геологический разрез залежи пласта Ач₆

Модель нефтенасыщенности залежи пласта Ач₆ учитывает граничные значения проницаемости для условия нефтенасыщения находящихся на уровне до 10 м над поверхностью ВНК пород-коллекторов — $3 \cdot 10^{-3}$ мкм², для находящихся на уровне от 10 до 50 м над ВНК пород-коллекторов — $1,3 \cdot 10^{-3}$ мкм² и для находящихся на уровне выше 50 м над ВНК — $0,2 \cdot 10^{-3}$ мкм². То есть пропластки, находящиеся на данных высотах над ВНК и отличающиеся проницаемостью менее соответствующих граничных значений, являются водонасыщенными (см. рис. 4).

Выводы

В результате произошло сокращение объема нефтенасыщенных пород и эффективных нефтенасыщенных толщин на 62 % в сравнении с моделью, созданной без учета граничных значений проницаемости. На геологическом разрезе это проявляется в виде «полосчатого насыщения» пород-коллекторов выше поверхности контакта (рис. 4).

Использование граничных значений проницаемости нефтенасыщенных пропластков для соответствующей высоты над поверхностью ВНК привело к сокращению геологических запасов нефти залежи пласта Ач₆ Имилорского месторождения на 59 % в сравнении с моделью, созданной без учета граничных значений проницаемости.

Предложенный подход позволяет добиться текущей обводненности по данной залежи 55 % без корректировки относительных фазовых проницаемостей при фактических скважинных данных в среднем 56 %.

Результатом выполненной работы является цифровая трехмерная геологическая модель залежи пласта Ач₆ Имилорского месторождения, отличающаяся не только детальным литологическим расчленением разреза с учетом пород-неколлекторов, но и моделью нефтенасыщенности, построенной с учетом изменяющихся под влиянием высоты залежи над ВНК кондиционных значений проницаемости пород-коллекторов, отвечающих за их «пятнистое» насыщение.

Библиографический список

1. Закревский К. Е. Геологическое 3D моделирование. – М.: ООО «ИПЦ Маска», 2009. – 376 с.
2. Анализ текстурной неоднородности ачимовских резервуаров Имилорского месторождения при оценке характера насыщения / В. Е. Касаткин [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 11. – С. 18–23.
3. Построение гидродинамической модели в условиях флюидальной неоднородности продуктивных пластов Имилорского месторождения / В. И. Шаламова [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 9. – С. 42–46.
4. Большаков Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазоаккумуляции. – Новосибирск: Наука: Сиб. изд. фирма, 1995. – 179 с.
5. Акиншин А. В. Повышение точности определения подсчетных параметров текстурно-неоднородных песчано-алеврито-глинистых коллекторов по данным геофизических исследований скважин: на примере викуловских отложений Краснотенинского свода: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Тюмень, 2013. – 136 с.
6. Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2014. Сб. ст. / Сост. Б. Н. Еникеев. – М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2014.
7. Сургучев М. Л., Желтов Ю. В., Симкин Э. М. Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах. – М.: Недра, 1984. – 215 с.

References

1. Zakrevskiy, K. E. (2009). Geologicheskoe 3D modelirovanie. Moscow, IPC Maska Ltd, 376 p. (In Russian).
2. Kasatkin, V. E., Gilmanova, N. V., Moskalenko, N. Yu., Smolyakov, G. A., Chernoskulovala, V. A., Bazhenova, E. S., & Lyovkina, M. P. (2016). Analysis of achimov reservoirs' texture heterogeneity of Imilorsky deposit when assessing the nature of saturation. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (11), pp. 18-23. (In Russian).

3. Shalamova, V. I., Vershinina, I. V., Kovalenko, M. A., & Snytko, N. N. (2017). Hydro-dynamic model construction in conditions of fluidal heterogeneity of Imilor deposit productive formations. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (9), pp. 42-46. (In Russian).
4. Bol'shakov, Yu. Ya. (1995). *Teoriya kapillyarnosti neftegazonakopleniya*. Novosibirsk, Nauka Publ., 179 p. (In Russian).
5. Akin'shin, A. V. (2013). Povyshenie tochnosti opredeleniya podschetnykh parametrov teksturno-neodnorodnykh peschano-alevrito-glinistyykh kollektorov po dannym geofizicheskikh issledovaniy skvazhin: na primere vikulovskikh otlozheniy Krasno-leninskogo svoda: dis. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 136 p. (In Russian).
6. Enikeev, B. N. (Comp.). (2014). *Petrofizika slozhnykh kollektorov: problemy i perspektivy 2014. Sbornik statey*. Moscow, EAGE Geomodel' Ltd. (In Russian).
7. Surguchev, M. L., Zheltov, Yu. V., & Simkin, E. M. (1984). *Fiziko-khimicheskie mikroprotsessy v neftegazonosnykh plastakh*. Moscow, Nedra Publ. 215 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Антипин Ярослав Олегович, инженер 1 категории Проектного офиса по освоению Имилорско-Источного участка недр, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, e-mail: AntipinYO@tmn.lukoil.com

Вершинина Ирина Викторовна, главный специалист Проектного офиса по освоению Имилорско-Источного участка недр, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Тарачева Елизавета Сергеевна, инженер Проектного офиса по освоению Имилорско-Источного участка недр, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Гильманова Наталья Вячеславовна, к. г.-м. н., доцент кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Yaroslav O. Antipin, Engineer of the 1st category of the Project Office for the Development of Imilorsko-Istochny Subsoil Area, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, e-mail: AntipinYO@tmn.lukoil.com

Irina V. Vershinina, Chief Specialist of the Project Office for the Development of Imilorsko-Istochny Subsoil Area, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Elizaveta S. Taracheva, Engineer of the Project Office for the Development of Imilorsko-Istochny Subsoil Area, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Natalia V. Gilmanova, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen