DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-22-29
УДК 553.982;553.048;551.086;550.34.06

Создание детальных геологических моделей продуктивных резервуаров месторождения им. В. Н. Виноградова

Е. В. Панина*, С. В. Лагутина, В. Ф. Гришкевич, Е. А. Аржиловская

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Россия
**e-mail: PaninaEV@tmn.lukoil.com*

Аннотация. На основе анализа региональных исследований и комплекса сейсмических и скважинных данных рассмотрены условия формирования продуктивных отложений тюменской и фроловской свит. Проведен фациальный анализ в пределах пластов группы ЮК и $АС_3$. Выполнены построение единого структурного каркаса по разрезу продуктивных пластов, геометризация залежей, анализ и обоснование уровней водонефтяных контактов, картирование параметров коллекторов и уточнение начальных геологических запасов.

Ключевые слова: пласт; горизонт; тектоника; сейсмика; геологическое моделирование

Detailed geological models of V. N. Vinogradov oil field productive reservoirs

Elena V. Panina*, Svetlana V. Lagutina, Vladimir F. Grishkevich, Evgenia A. Arzhilovskaya

KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia
**e-mail: PaninaEV@tmn.lukoil.com*

Abstract. The article is devoted to the issue of geological modelling. The sedimentational environment of Tyumen and Frolov suites productive deposits is reconstructed using complex regional analysis of seismic and well data. Detailed facial models are built for UK and AS_3 reservoir group. Concordant structural model, reservoir properties mapping, saturation recognition, oil-water contacts estimation, and pool contouring are made for oil initial resources evaluation.

Key words: reservoir; horizon; tectonics; seismic; geological modelling

Введение

При построении геологических моделей по месторождениям и отдельным залежам важным является изучение концептуальных подходов формирования продуктивных резервуаров и учета результатов региональных геологических построений.

Характеристика района исследований

В административном отношении месторождение им. В. Н. Виноградова находится в Белоярском районе Ханты-Мансийского автономного округа — Югры, в пределах Большого и Ольховского лицензионных участков (ЛУ). Сейсмическая изученность включает одну 3D, которая расположена в цен-

тральной части месторождения на стыке Ольховского и Большого ЛУ, остальная часть покрыта серией 2D-профилей (рис. 1).

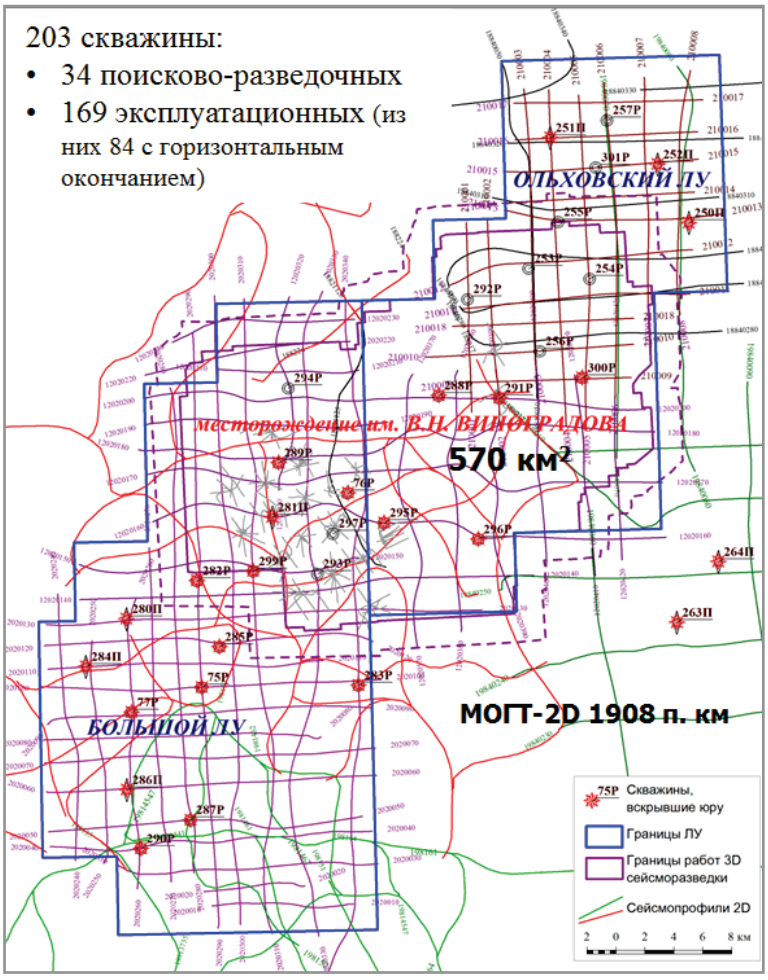


Рис. 1. ***Схема геолого-геофизической изученности месторождения***

Согласно схеме нефтегеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, нефтяное месторождение им. В. Н. Виноградова находится в Сергинском нефтегазоносном районе Красноленинской нефтегазоносной области [1, 2]. На территории района работ выделяются пять нефтегазоносных комплексов: доюрский, нижнеюрский, среднеюрский, верхнеюрский и неокомский.

Исходные данные и методика исследований

Анализ палеогеографических схем [3] на время формирования нижнеюрских отложений показал, что Западная Сибирь в раннеюрскую эпоху имела сложную историю осадконакопления и характеризуется последовательным и закономерным, но достаточно резким изменением палеогеографических обстановок, которое обусловлено прогибанием плиты и эвстатическими колебаниями уровня Мирового океана. На каждом последующем этапе раннеюрского осадконакопления отмечаются сокращение областей денудации и увеличение

площадей аккумуляции. При этом наблюдаются закономерное расширение площадей морского седиментогенеза к югу и широкое развитие переходных областей с неустойчивым режимом осадконакопления.

На основе результатов региональных исследований и с использованием комплекса сейсмических и скважинных данных построены литолого-фациальные карты по продуктивным горизонтам $ЮК_2$, $ЮК_{3-4}$, $ЮК_{5-6}$, $ЮК_{7-9}$ и $ЮК_{10}$. Выделенные генетические особенности среды осадконакопления — важная составляющая для кластеризации типов пород резервуаров и поиска перспективных участков. Отложения пластов $ЮК_{10}$ и $ЮК_{7-9}$ формировались в пределах денудационно-аккумулятивной и низменно-аккумулятивной равнин. Осадконакопление пласта $ЮК_{5-6}$ происходило в условиях озерно-аллювиальной равнины с богато развитой растительностью. Отложения пласта $ЮК_{3-4}$ формировались в переходный период от континентальных условий к прибрежно-морским. Формирование коллекторов пласта $ЮК_2$ происходило в условиях постепенного опускания территории, выравнивания, превращения в озерно-болотную низменность, а на последних этапах — в прибрежно-морской бассейн.

Во время накопления пласта $АС_3$ палеоморе было очень мелководным, но при этом имело надежную связь с водными массами северного палеоокеана Борея. За счет этого на динамику осадконакопления влияли не только энергия волн, но и приливных течений. Палеогеографически Ольховская площадь находилась в прибрежной мелководной зоне, поэтому распределение песчаных осадков контролировалось не только возвышенностями палеорельефа, но и приливными течениями, имевшими преимущественно направление перпендикулярно береговой линии. Сочетание структурного и динамического факторов среды осадконакопления предопределило мозаичное распределение песчаных тел: повсеместно развиты мелколинзовидные текстуры и тонкослоистые переслаивания, обусловливающие слабую связность отдельных линзочек и линз, что хорошо видно в керне при дневном и ультрафиолетовом освещении (рис. 2).

Рис. 2. ***Пример фотографии распиленного керна в дневном и ультрафиолетовом освещении (скв. 2199, пласт $АС_3$)***

Принципиальной особенностью фациального районирования пласта $АС_3$ является отсутствие зоны глин седиментационного склона восточнее предполагаемой бровки палеошельфа. К востоку от предполагаемой кромки палеошельфа прогнозируется возможность обнаружения обычных отложений пласта $АС_3$. Для обоснования отсутствия зоны глин седиментационного склона привлечены материалы 2D-профилей, которые позволяют утверждать, что горизонт $АС_3$ в районе месторождения им. В. Н. Виноградова параллелен отра-

жающему горизонту *М* и не имеет резкого клиноформного падения и глинистых отложений на востоке. Пласт принципиально отличается от привычных пластов Среднего Приобья тем, что источник сноса его терригенного материала находится с запада, на Урале.

При геологическом моделировании неотъемлемой частью является проведение детальной корреляции продуктивных пластов по разрезам скважин с привязкой к сейсмическим разрезам 2D- и 3D-съемок. На месторождении им. В. Н. Виноградова выделены 12 объектов: $АС_1$, $АС_2$, $АС_3$, $ЮК_0$, $ЮК_1$, $ЮК_2$, $ЮК_{3-4}$, $ЮК_{5-6}$, $ЮК_{7-9}$, $ЮК_{10}$, КВ, ДЮК, из них 6 с доказанной продуктивностью: $АС_3$, $ЮК_2$, $ЮК_{3-4}$, $ЮК_{5-6}$, $ЮК_{7-9}$ и $ЮК_{10}$.

При создании детальных геологических моделей месторождения выполнен пересмотр петрофизических моделей всех продуктивных пластов с учетом результатов новых керновых исследований, не вошедших в утвержденный подсчет запасов, и тщательной выбраковкой лабораторных исследований. Добавлены данные по месторождениям-аналогам для юрских отложений и ДЮК. Для пласта $АС_3$ получено уравнение критической водонасыщенности Кв = f(Кп), и построена модель переходной зоны. Проанализированы разные методики интерпретации отложений баженовской свиты. Выполнена непрерывная послойная и поточечная интерпретация всего фонда скважин в интервале пластов $АС_1$-ДЮК (забой).

На основе новой интерпретации и межскважинном прогнозе свойств резервуаров, который основывается на традиционном атрибутном анализе и выполнен в пределах 3D куба, специалистами Центра сейсмических исследований в 2017 г. построены карты эффективных толщин по всем продуктивным пластам месторождения.

Основным промышленным объектом на месторождении им. В. Н. Виноградова является пласт $АС_3$. При геологическом моделировании уточнена конфигурация контура залежи, тектонических нарушений, зоны глинизации, и учтен межскважинный прогноз эффективных толщин. Изменение контура залежи в районе скв. 250П и 285Р связано с переинтерпретацией этих скважин и выделением в них коллекторов, на северо-западе уточнена граница глинизации по материалам 3D-сейсморазведки. Главное отличие модели — отсутствие зоны глин седиментационного склона восточнее предполагаемой ранее бровки палеошельфа, залежь пластово-сводовая с принятым наклонным уровнем водонефтяного контакта (ВНК) на а.о.–1 973,8–1 986 м (рис. 3).

Пласт $ЮК_2$ представлен четырьмя нефтяными залежами, изменения их конфигурации связаны с уточнением границы глинизации по материалам 3D-сейсморазведки и бурением новых скважин 77Р и 75Р. ВНК для каждой залежи принят условно по нижнему нефтенасыщенному пропластку в соответствующей скважине, исключением является район скв. 299Р, где ВНК —2 454 м (средняя а.о. между вскрытой водой в пласте $ЮК_2$ в скв. 75Р на а.о. —2 512,3 и нижним пропластком нефти в скв. 299Р).

Пласт $ЮК_{3-4}$ представлен одной нефтяной залежью. Контур ее существенно изменился по сравнению с контуром залежи, числящейся на Государственном балансе, из-за корректировки структурных поверхностей, выделения линии глинизации по материалам 3D-сейсморазведки. ВНК для залежи принят условно по нижнему нефтенасыщенному пропластку в скв. 289Р.

По пласту $ЮК_{5-6}$ выделяется одна нефтяная залежь, изменения контура которой связаны с уточнением глинизации и структурной поверхности. ВНК для залежи принят условно по нижнему нефтенасыщенному пропластку в скв. 295Р.

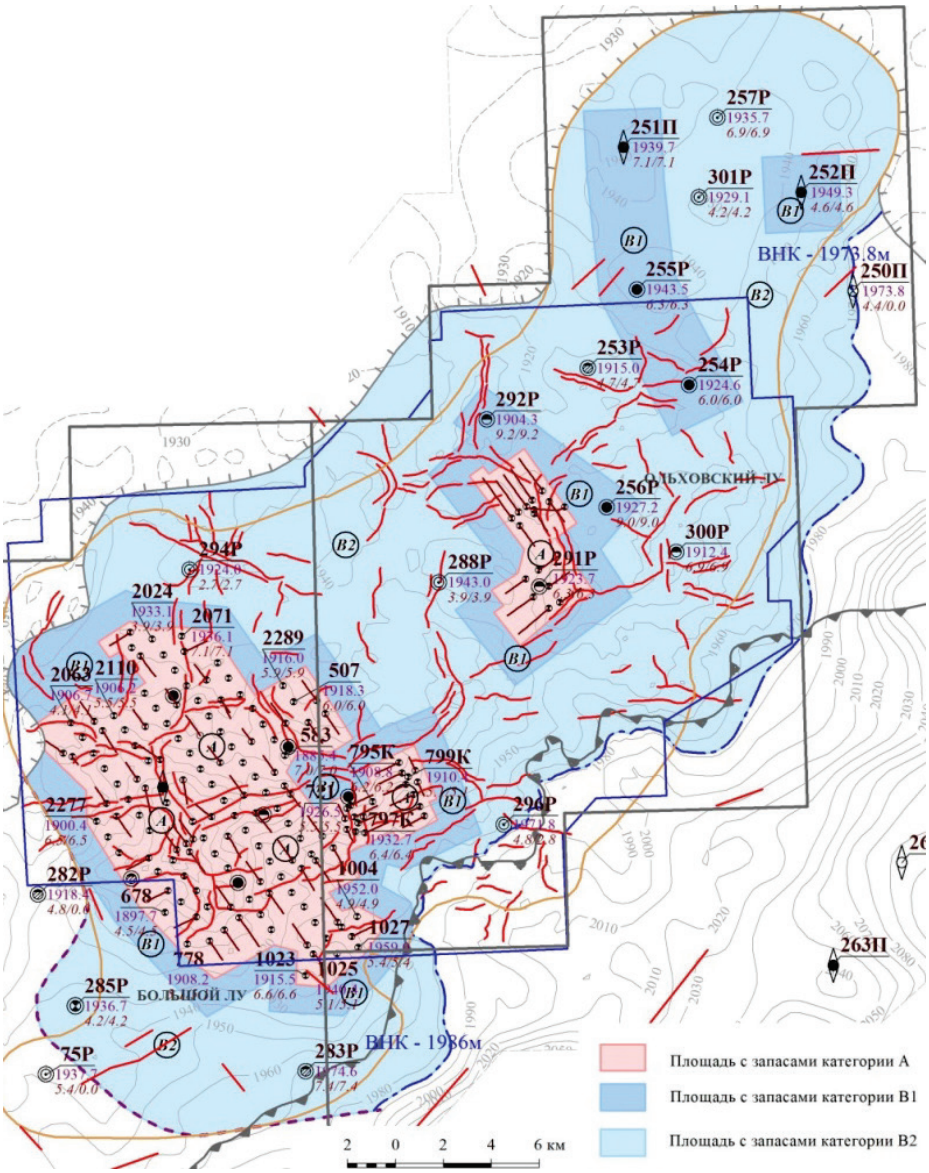


Рис. 3. ***Подсчетный план продуктивного пласта АС$_3$***

Пласт ЮК$_{7\text{-}9}$ представлен тремя нефтяными залежами. Залежи р-на скв. 284П и 283Р почти не изменили конфигурацию, а в р-не скв. 285Р из-за бурения новой скв. 75Р был уточнен уровень ВНК. По пласту ЮК$_{10}$ выделяется одна нефтяная залежь, которая имеет сложное строение в связи с примыканием к фундаменту и глинизацией центральной части залежи.

На месторождении им. В. Н. Виноградова был детально изучен доюрский комплекс, в котором выделяется предполагаемая залежь в районе скважин 281П и 299Р. В скв. 281П по интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) возможно наличие нефтенасыщенных коллекторов, в скв. 299Р возможно выделение коллекторов с неясным насыщением в связи с неполным комплексом ГИС (рис. 4).

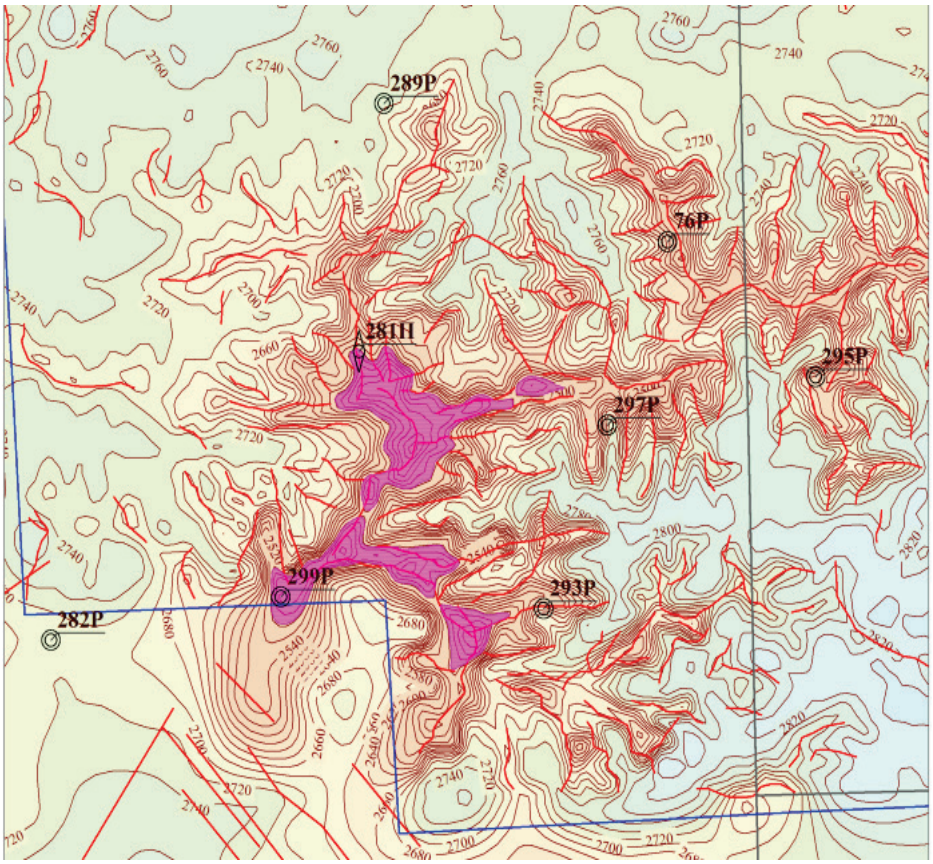
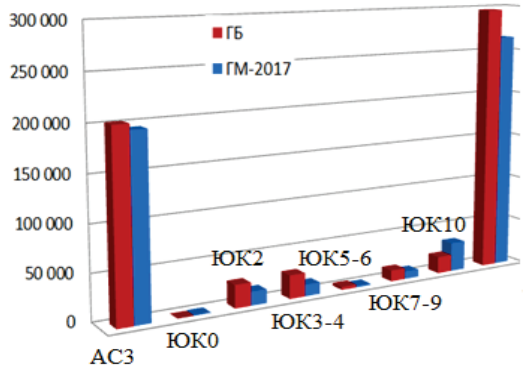


Рис. 4. ***Фрагмент структурной карты доюрского основания***

При геологическом моделировании проведен дифференцированный подсчет запасов по продуктивным горизонтам месторождения, начальные геологические запасы нефти по месторождению составляют 265 млн т, основным промышленным объектом по запасам является пласт $АС_3$, доля которого от общих запасов составляет 74 %.

Ниже приведен график распределения запасов нефти продуктивных пластов месторождения им. В. Н. Виноградова, произошло незначительное списание запасов (около 11 %) в связи с уменьшением выделяемых толщин и уточнением границ глинизации по материалам 3D-сейсморазведки по всем продуктивным пластам (рис. 5).

Рис. 5. ***График распределения запасов нефти***



Результаты

Для подтверждения нефтеносности залежей рекомендовано следующее:

- пробурить 12 разведочных скважин (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12) со вскрытием доюрского комплекса в пределах нескольких локальных поднятий, местоположение этих скважин приведено на рисунке 6;
- осуществить испытание скв. 285Р в интервале пласта $АС_3$, скв. 289Р в интервале пласта $ЮК_{3-4}$, скв. 76Р в интервале пласта $ЮК_{5-6}$, скв. 299Р и 281П в доюрском комплексе на Большом ЛУ и скв. 250П в интервале пласта $АС_3$ на Ольховском ЛУ.

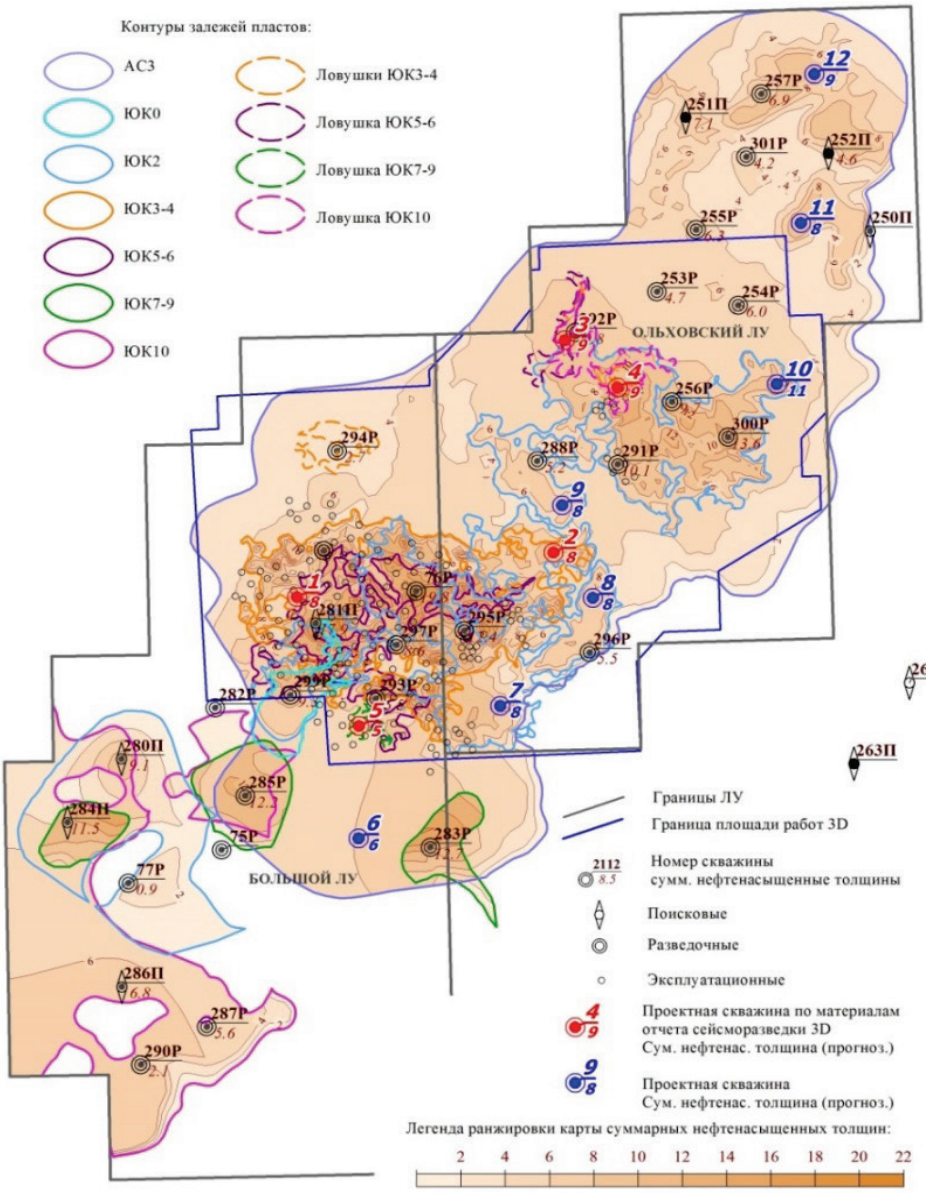


Рис. 6. ***Суммарные нефтенасыщенные толщины месторождения им. В. Н. Виноградова***

Выводы

При геологическом моделировании месторождения им. В. Н. Виноградова рассмотрены генезис и особенности геологического строения резервуаров, учтены региональные концептуальные модели строения нефтегазоносных комплексов региона. Выполнены детальная корреляция продуктивных и перспективных пластов по разрезам скважин с привязкой к сейсмическим разрезам 2D- и 3D-съемок и литолого-фациальный анализ на основе данных керна, электрофациальных и сейсмических материалов. Пересмотрены петрофизические модели продуктивных пластов месторождения им. В. Н. Виноградова, учтены результаты новых керновых исследований, не вошедших в утвержденный подсчет запасов, добавлены данные по месторождениям-аналогам для юрских отложений и ДЮК. Выполнены построение структурного каркаса, геометризация залежей, анализ и обоснование уровней ВНК, картирование параметров коллекторов с учетом прогнозных распределений в межскважинном пространстве. Проведена дифференцированная оценка запасов нефти и растворенного газа по всем продуктивным резервуарам [4].

Рекомендуется последовательно выполнять все этапы построения геологических моделей от рассмотрения генезиса резервуаров до оценки запасов, так как каждый из них является неотъемлемой частью геологического моделирования.

Библиографический список

1. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа. Атлас ГП ХМАО «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана». – Ханты-Мансийск, 2004.
2. Атлас месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа — Югры / Правительство Ханты-Мансийского автономного округа – Югры; Научно-Аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана. – Тюмень — Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2013.
3. Мухер А. Г., Тугарева А. В., Глушко Н. К. Особенности палеогеографии и климата центральных частей Западной Сибири (территория ХМАО) в ранней и средней юре // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии: материалы первого Всеросс. совещания. – М.: ГИН РАН, 2005. – С. 164–168.
4. Панина Е. В. Создание детальных геологических моделей продуктивных резервуаров месторождения им. В. Н. Виноградова // XVIII конф. молодых ученых и специалистов филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени: сб. докл. – Тюмень: Тюменский дом печати, 2018. – С. 114–126.

Сведения об авторах

Панина Елена Владимировна, *ведущий специалист, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, e-mail: PaninaEV@tmn.lukoil.com*

Лагутина Светлана Владимировна, *главный специалист, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень*

Гришкевич Владимир Филиппович, *д. г.-м. н., главный специалист, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень*

Аржиловская Евгения Андреевна, *инженер 2 категории, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень*

Information about the authors

Elena V. Panina, *Leading Specialist, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, e-mail: PaninaEV @tmn.lukoil.com*

Svetlana V. Lagutina, *Chief Specialist, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen*

Vladimir F. Grishkevich, *Doctor of Geology and Mineralogy, Chief Specialist, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen*

Evgenia A. Arzhilovskaya, *Engineer of the 2nd category, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen*