

# ОСОБЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЗАЛЕЖИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕТОДОМ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА

С.П. Новикова<sup>1\*</sup>, Д.К. Нурғалиев<sup>1</sup>, В.А. Судаков<sup>1</sup>, А.Н. Делев<sup>1</sup>, Н.Г. Нурғалиева<sup>1</sup>,  
М.Р. Лябинов<sup>2</sup>, Р. Р. Ахмадуллин<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

<sup>2</sup>ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

Дефицит полезных ископаемых, ограниченность запасов традиционного углеводородного сырья, свидетельствует о необходимости вовлечения в топливно-энергетический комплекс иных источников углеводородов. Таким источником являются месторождения сверхвязкой нефти. Данная статья посвящена изучению отложений пермского осадочного комплекса, содержащего залежи сверхвязкой нефти. Рассмотрено геологическое строение нижеказанских и уфимских отложений. Дана характеристика песчаниковой пачки шешминского горизонта. Представлен анализ комплекса геофизических исследований. Проведено моделирование мелкозалегающей залежи сверхвязкой нефти на основе литолого-технологических типов пород продуктивного комплекса, по результатам данных бурения, керн и каротажа. Освещены особенности построения структурного каркаса трёхмерной сетки, литолого-технологической модели. Дано описание распределения пористости, проницаемости и нефтенасыщенности.

**Ключевые слова:** пермская система, сверхвязкая нефть, шешминский горизонт, палеобары, геологическое моделирование

**DOI:** <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.5>

**Для цитирования:** Новикова С.П., Нурғалиев Д.К., Судаков В.А., Делев А.Н., Нурғалиева Н.Г., Лябинов М.Р., Ахмадуллин Р.Р. Особенности построения геологической модели залежи сверхвязкой нефти при планировании системы разработки методом парогравитационного дренажа. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 4. Ч. 1. С. 331-340. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.5>

Уменьшение разведанных запасов нефти, снижение её добычи и сложность извлечения углеводородов на современном этапе разработки, требует оценки возможности освоения нетрадиционного углеводородного сырья, такого как сверхвязкие нефти (СВН). Назрела необходимость изыскания наиболее оптимальных способов извлечения и переработки СВН. Сегодня разработка и добыча сверхвязкой нефти является актуальной задачей в нефтедобывающей промышленности, решаемой с использованием инновационных технологий ПАО «Татнефть».

Ниже-Кармальское поднятие, контролирующее залежь СВН, Черемшанского нефтяного месторождения территориально приурочено к западному Закамью. В тектоническом отношении оно расположено на западном склоне Южно-Татарского свода, представляющим собой пологую моноклинали, ступенчато погружающуюся в направлении Мелекесской впадины.

Геолого-тектоническое развитие связано с поздним периодом формирования структуры палеозойской осадочной толщи. В соответствии с выделенными литолого-стратиграфическими комплексами пород, пермская система этого периода времени подразделяется на три отдела – Приуральский, Биармийский и Татарский (снизу-вверх) и 8 ярусов (Таблица 1, Глобальная шкала геологического времени (Cohen et al., 2013)).

Пермские отложения на территории Республики Татарстан включают в себя четыре нефтебитуминозных комплекса: локально нефтебитуминозный нижепермский карбонатный, зонально нефтебитуминозный уфимский терригенный, нижеказанский терригенно-карбонатный и верхнеказанский карбонатно-терригенный (Муслимов и др., 2012).

В статье уделено внимание нижеказанским и уфимским отложениям.

Рельеф Южно-Татарского свода в структурном плане в кунгурское время был слабо выражен, это создало условия для образования уфимской формации. По мере удаления от Урала и продвижения на запад эта формация претерпевала определенные литолого-фациальные изменения, что выражалось в сменах основных комплексов пород. Эти литолого-фациальные изменения связаны с изменением границ распространения на восток опресняемого бассейна в шешминское время под влиянием плавных колебаний, возникавших под воздействием раннего тектоногенеза Урала. В результате этого шешминский седиментационный бассейн постепенно регрессировал на восток. Однако на территории Закамья Татарстана не произошло полной регрессии шешминского бассейна. Отступая, он сохранился в самой погруженной части Шешминского палеопргиба – в бассейне реки Шешма. В прибрежных условиях донными течениями в пределах этого бассейна получили развитие руковообразные тела песчаников верхней пачки уфимского яруса (Петров, 2000).

\*Ответственный автор: Светлана Петровна Новикова  
E-mail: [Novikovaspn@gmail.com](mailto:Novikovaspn@gmail.com)

Эра	Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Горизонт	
Палеозой	Пермская	Татарский (P <sub>3</sub> )	Вятский			
			Северодвинский			
		Биармийский (P <sub>2</sub> )	Уржумский	Казанский	Верхний	
					Нижний	Барбашинский
						Камышлинский
						Байтуганский
		Приуральский (P <sub>1</sub> )	Уфимский			Шешминский
						Соликамский
						Иренькинский
						Филипповский
			Стерлитамакский			
			Тастубский			

Табл. 1. Общая стратиграфическая шкала по состоянию на 2016 г.

Несогласное залегание песчаной пачки шешминского горизонта на подстилающих породах говорит о том, что шло формирование аккумулятивных тел, возвышающихся над дном бассейна (Успенский, Валеева, 2008).

Уфимский ярус (P<sub>1u</sub>) относится к приуральскому отделу пермской системы. В пределах Нижне-Кармальской залежи Черемшанского месторождения ярус представлен шешминским горизонтом (P<sub>1u-ss</sub>, Рис. 1), состоящим из нижней песчано-глинистой пачки и верхней песчаниковой пачки (Акишев, Шалин, 1976; Нурғалиева и др., 2016).

Песчаниковая пачка шешминского горизонта уфимского яруса является основной толщей, содержащей углеводороды. Пачка сложена песками и песчаниками с разной степенью сцементированности с маломощными прослоями алевролитов. Толщина пачки колеблется от 3 до 10 метров на крыльях и до 45 метров в своде структуры (Рис. 2).

В пермских отложениях выделяются экранирующие покрывки регионального, зонального и локального характера. На рассматриваемой территории зональным флюидоупором являются глинистые породы байтуганского горизонта казанского яруса (P<sub>2kz1</sub>), который делится на две пачки (Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника, 2003).

Нижняя пачка, залегающая на отложениях песчаниковой пачки шешминского горизонта уфимского яруса, сложена глинами, темно-серыми, с голубоватым оттенком и является надёжным флюидоупором (маркирующий горизонт (МГ) – «лингуловые глины»). Толщина нижней пачки байтуганского горизонта изменяется от 6-8 метров в сводовых частях песчаных образований уфимского яруса. На склонах песчаных образований толщина составляет до 26 метров.

Верхняя пачка, залегающая над «лингуловыми глинами», складывается известняками голубовато-серыми, темно-серыми, стально-серыми, пористыми, кавернозными, трещиноватыми, с массой остатков брахиопод и спирифер, в подошве с частыми остатками мшанок с включениями пирита (МГ) – «среднеспириферовый известняк». Толщина её составляет от 2 до 4 метров.

Толщина байтуганского горизонта изменяется от 8 до 30 метров.

Как и все залежи СВН, Нижне-Кармальская расположена на западном склоне ЮТС. Она приурочена к уфимскому битуминозному комплексу, к песчаной пачке шешминского горизонта пермской системы; контролируется верхнепермскими локальными поднятиями III порядка седиментационного генезиса, выделяемыми по кровле уфимского яруса. Изучаемое поднятие входит в группу поднятий Ямашинско-Черемшанской структурной зоны II порядка, юго-восточной её части.

Нижне-Кармальская положительная структурная форма входит составной частью в гряду вытянутых песчаных тел северо-западного простирания. Песчаные тела представляют собой палеобары, имеют форму локальных седиментационных куполов брахиантеклинальной формы. Цепочки поднятий отделены друг от друга участками сокращённых мощностей песчаной пачки. Песчаная пачка перекрыта «лингуловыми глинами» байтуганского горизонта.

Сводовая часть структуры поднятия осложнена шестью куполами с максимальными толщинами отложений песчаниковой пачки уфимского яруса от 34 до 46 м. Амплитуда куполов изменяется от 25 до 40 метров. Поднятие контролируется замкнутой изогипсой с абсолютными отметками в 0 метров. Толщина песчаниковой пачки в прогибах уменьшается до 8 метров. Размеры Нижне-Кармальского поднятия в плане составляют 12,3х2,4 км.

Участкам с максимальной толщиной песчаников шешминского горизонта соответствуют минимальные толщины пачки «лингуловых глин» нижеказанского подъяруса (Рис. 3).

Структурные планы по нижеказанским и верхнеказанским отложениям в основном повторяют структурный план по кровле уфимских отложений, но склоны локальных поднятий по казанским отложениям более пологие за счёт накопления «лингуловых глин» (Рис. 4).

Учитывая особенности строения исследуемого разреза и условия проведения ГИС, разработанный комплекс геофизических методов в настоящее время включает в себя: ПС, КС, БКЗ, БК, ИК, ВДК, НГК, ГК, КНК, кавернометрию, резистивиметрию.

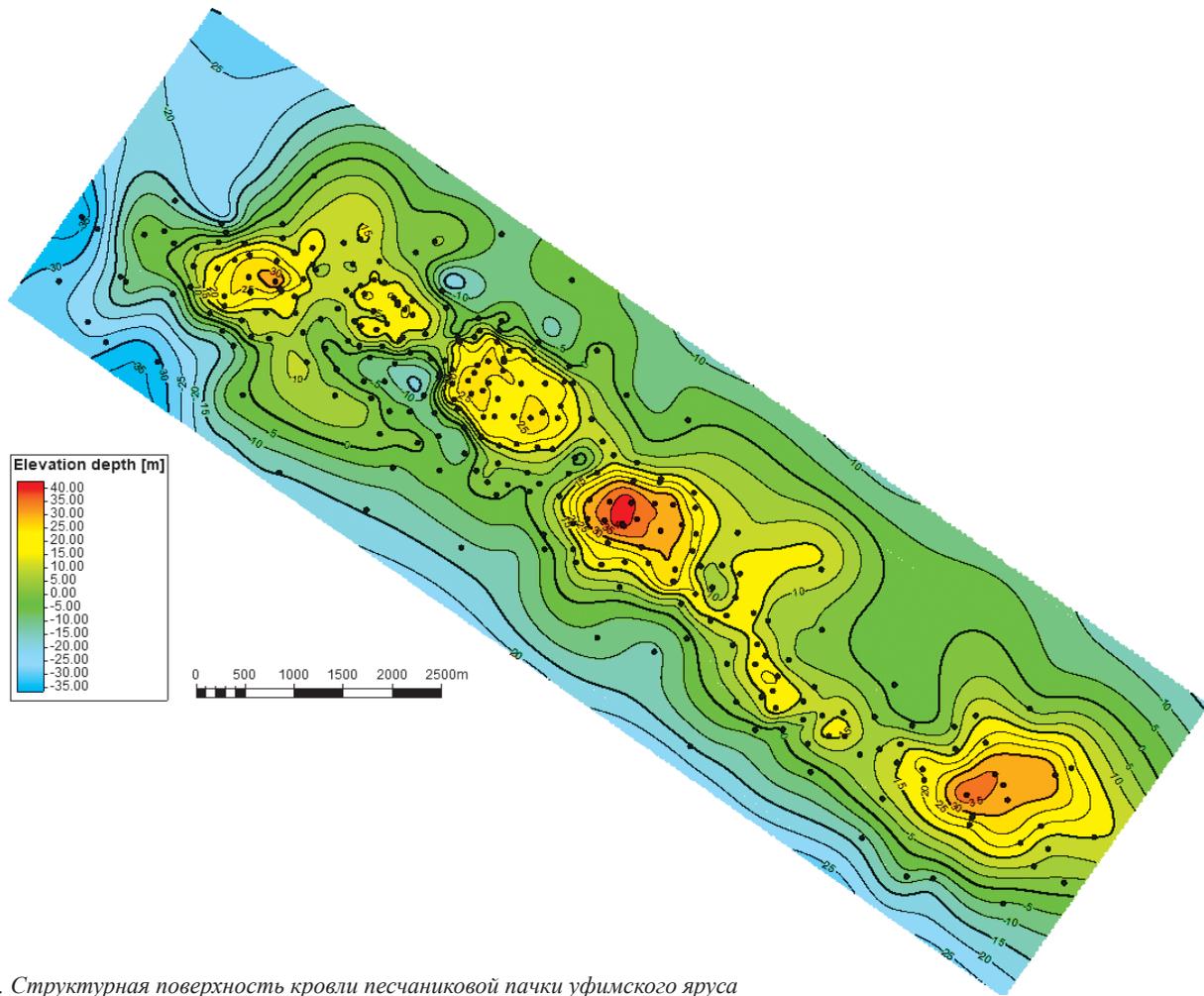


Рис.1. Структурная поверхность кровли песчаниковой пачки уфимского яруса

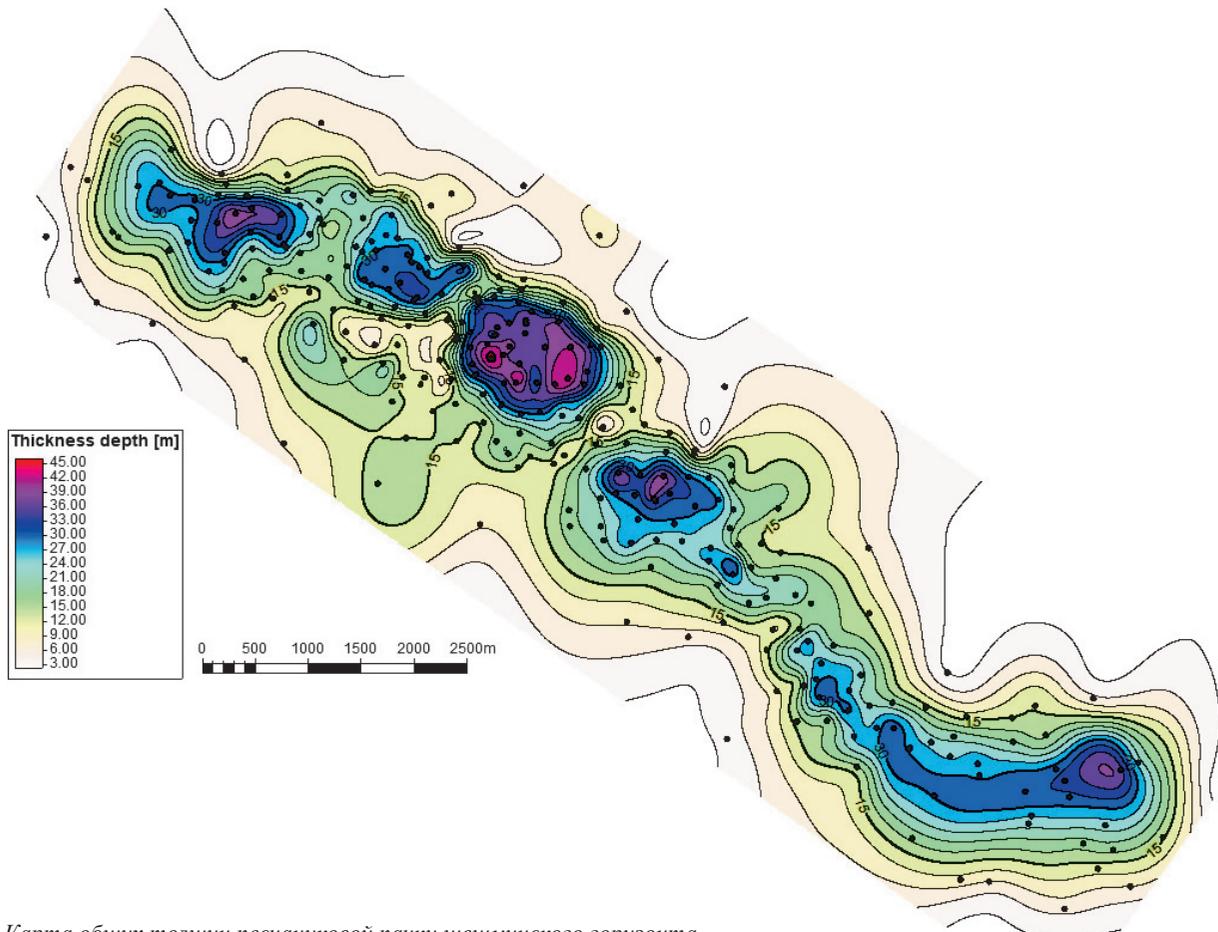


Рис.2. Карта общих толщин песчаниковой пачки шешминского горизонта

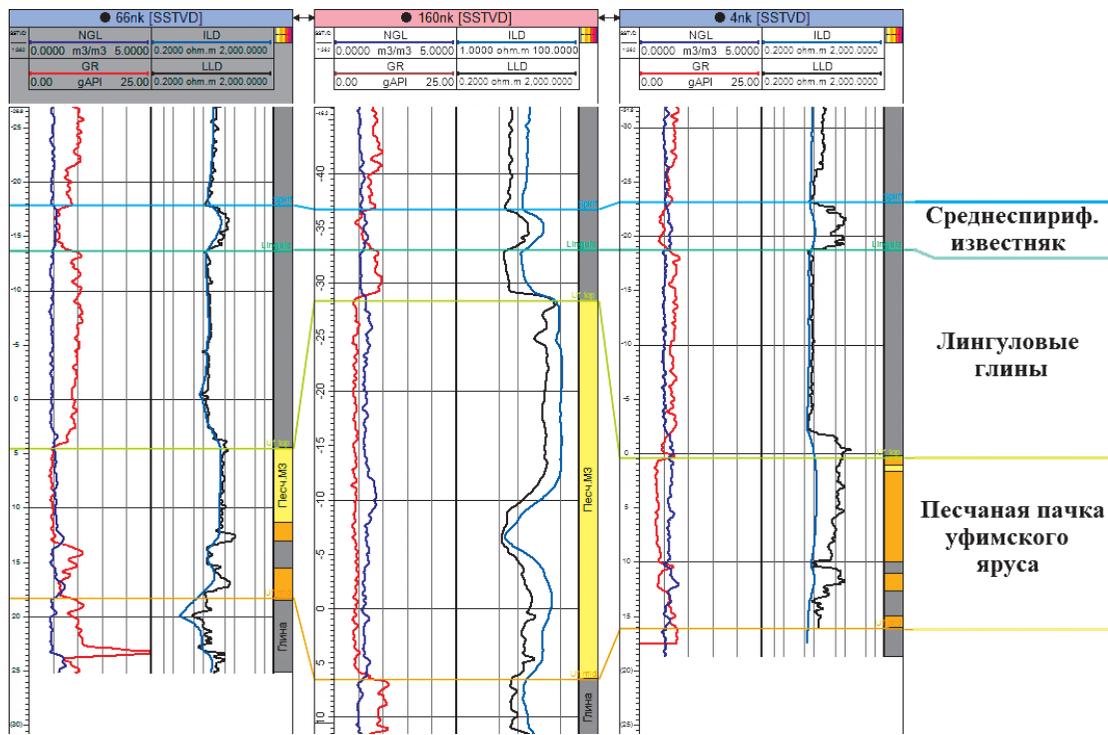


Рис. 3. Схема корреляции

Корреляция отложений проводилась по 173 скважинам.

В разведочных скважинах, пробуренных на уфимские отложения, по данным ГИС хорошо выделяются два основных МГ: «среднеспириферовый известняк» и «лингуловые глины». В скважинах структурного бурения дополнительно к названным применяются плотные известняки сакмарского яруса (Сюрин, 2017). Но главным образом, отражающим МГ (ОМГ) в структурном и глубоком бурении, в том числе и в скважинах на СВН, был – P<sub>1</sub>ass (Павлов, Петров, 1974).

### Построение структурного каркаса трехмерной сетки

Особенностью структурных построений мелкозалегающей залежи является специфичность обработки и

интерпретации сейсмических данных в верхней части разреза (ВЧР), не позволяющая получать достаточно точные данные о структурах в межскважинном пространстве. Это связано с зоной малых скоростей и, соответственно, плохой разрешающей способностью сейсморазведки в ВЧР (~300 м). Поиск-разведочные скважины исследуемой залежи пробурены с большой плотностью, в связи с чем структурные построения по скважинным данным являются более точными.

При построении сеточной модели следует задавать более мелкую сетку, чем принято в традиционных моделях с целью характеристики неоднородности плотно разбуренной залежи, а также для описания процесса парогравитационного дренажа при гидродинамических расчётах, если разработка залежи планируется с использованием метода

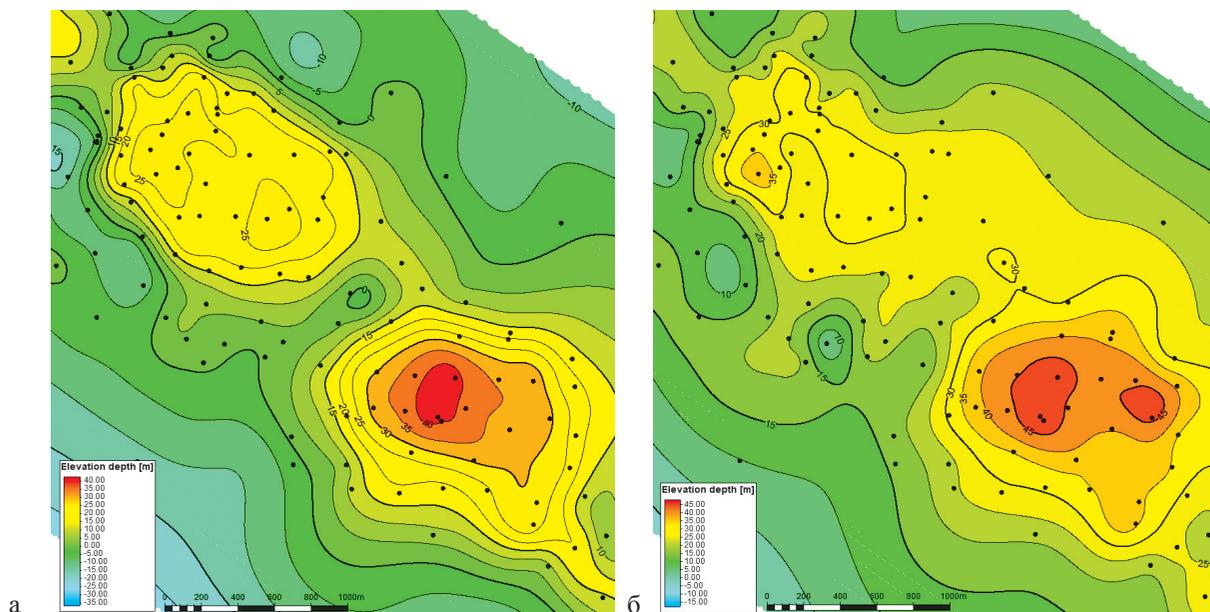


Рис. 4. Структурные карты: а – по кровле лингуловых глин; б – по кровле уфимского яруса

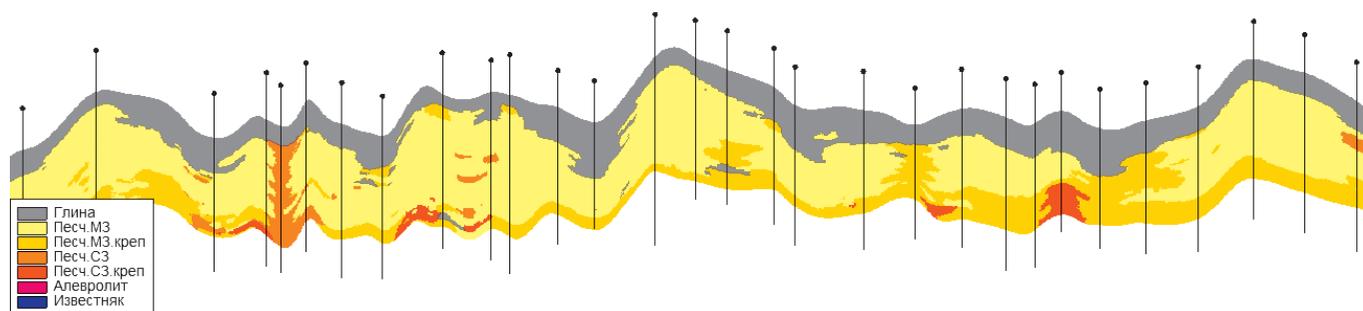


Рис. 5. Профиль. Литологическая модель

SAGD. Поворот сетки следует выбирать из расчёта её направленности не только по простиранию геологических структур, но и в крест основной массы горизонтальных стволов скважин.

### Построение литолого-технологической модели

Наличие большого объёма кернового материала поисковых, разведочных, структурных скважин при построении литолого-технологической модели является отличием от работы с традиционной моделью. Использование данных исследования керна, начиная с макроописания и заканчивая определением фильтрационно-емкостных свойств пласта как основного геологического документа, позволяет расширить разрешающую способность методов ГИС и произвести более детальное расчленение пород на литологические разности (Рис. 5).

Исходя из представлений о баровом строении исследуемой залежи, построение литолого-технологической модели производилось в два этапа. На первом этапе построения производилось моделирование песчаного тела с границами, определенными по оценочным скважинам. Для этого использовался алгоритм Truncated Gaussian with trends, который позволяет задавать геометрические тренды при построениях (Рис. 6). На втором этапе в объёме полученного по проведенным исследованиям песчаного «тела», с использованием геостатистических методов и алгоритма Sequential indicator simulation, распространялись 4 литолого-технологических типа песчаников (песчаник мелкозернистый рыхлый, песчаник мелкозернистый крепкий, песчаник среднезернистый рыхлый и песчаник среднезернистый крепкий).

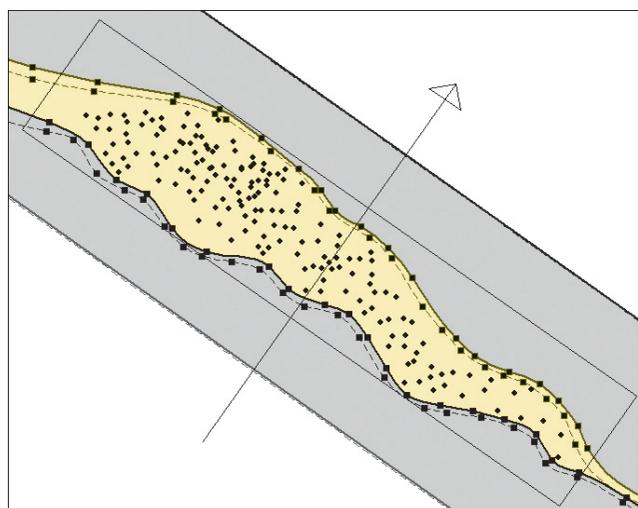


Рис. 6. Границы песчаного тела

При применении геостатистических методов в качестве тренда следует применять распределение литолого-технологических типов пород в вертикальном разрезе. Для этого проводился анализ геолого-статистического разреза (ГСР) по совокупности скважин (Рис. 7). По ГСР залежи хорошо прослеживается верхняя часть разреза, сложенная глинистыми породами (лингуловые глины), средняя часть разреза, в основном, сложенная рыхлыми мелкозернистыми песчаниками (верх песчаной пачки уфимского яруса) и нижняя часть разреза, представленная плотными песчаниками (подошва песчаной пачки уфимского яруса).

Поскольку построение литолого-технологической модели производилось по стохастическим алгоритмам, неизбежно образование несвязанных объемов, «шума». Проверка качества литолого-технологической модели производилась методом связанных объемов (Connected volumes) и анализом гистограмм распределения литолого-технологических типов пород (Закревский, 2009). Далее произведено удаление скоплений ячеек, не связанных с основным телом залежи и не обоснованных скважинными данными (Рис. 8). Эта операция проводилась исходя из представлений о том, что породы-коллекторы внутри барового тела должны быть хорошо связанными вследствие осадконакопления.

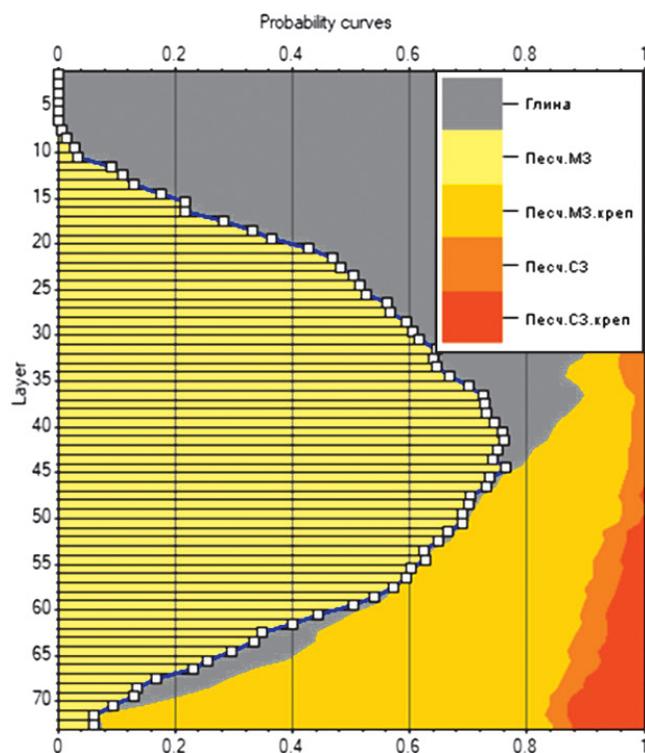


Рис. 7. Геолого-статистический разрез

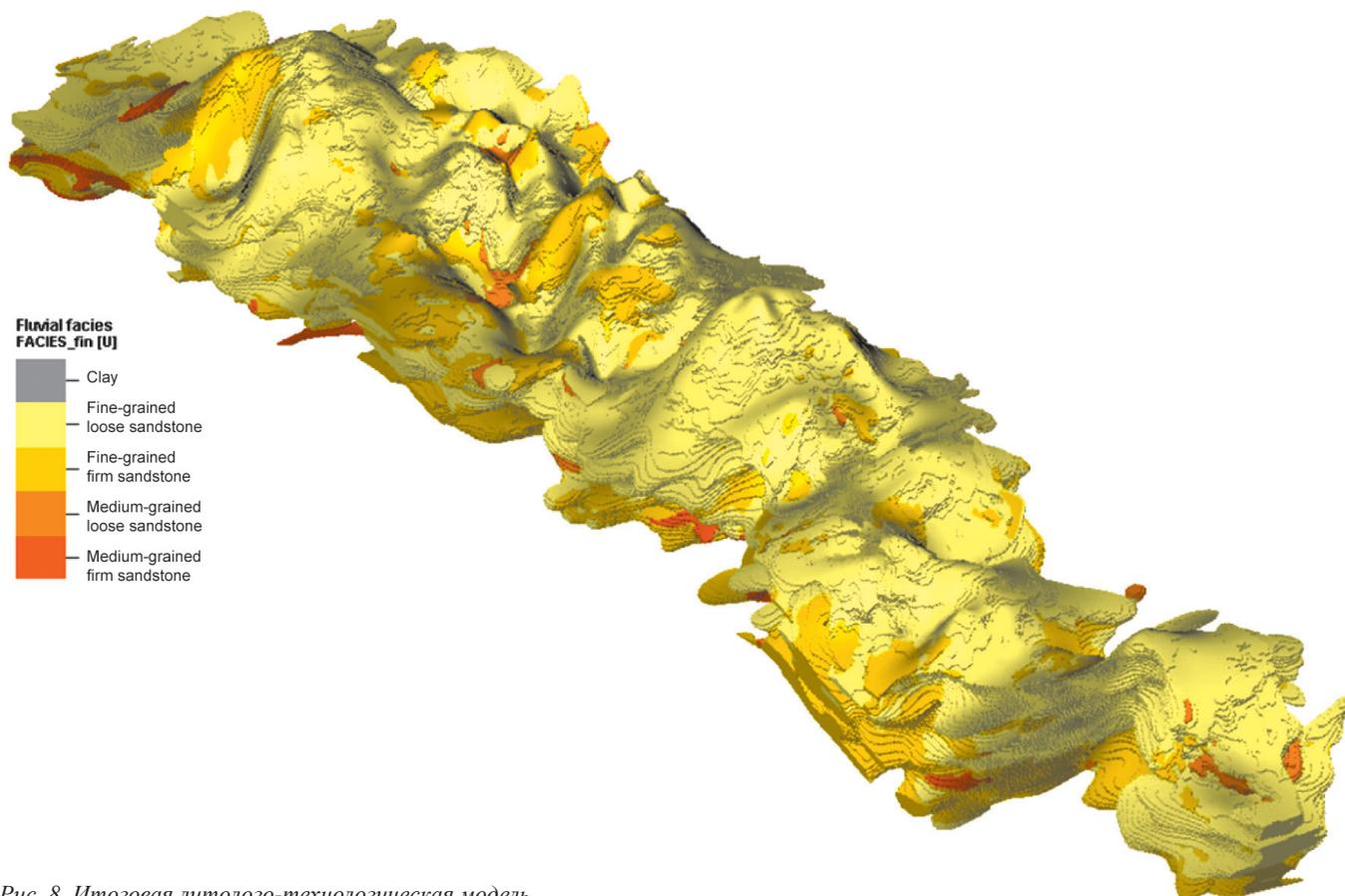


Рис. 8. Итоговая литолого-технологическая модель

### Распределение параметров пористости и проницаемости

В качестве основы для распределения пористости в модели использованы результаты интерпретации геофизических исследований скважин, увязанные со значениями, полученными в результате исследований керна (ФЕС).

Методы распределения пористости не отличаются от работы с традиционной моделью (Рис. 9, 10). Распределение пористости в коллекторах производилось методом Gaussian random function simulation отдельно для каждого литолого-технологического типа коллекторов.

Куб проницаемости рассчитан по зависимостям проницаемости от пористости, определенным по данным керновых исследований для каждого литолого-технологического типа пород.

### Распределение насыщенности и обоснование подошвы залежи

В качестве метода распределения нефтенасыщенности использовалась послойная интерполяция методом Kriging с использованием, в качестве тренда, зависимости насыщенности от глубины (Рис. 11, 12) (Закревский, 2009).

В отличие от традиционных залежей, исследуемая залежь от кровли до подошвы пласта в той или иной степени содержит остаточную воду в связанном объеме пласта, а иногда и в виде отдельных целиков.

За водонефтяной контакт принята подошва нефтенасыщенной зоны (значения кондиционных пределов брались из отчёта по подсчёту запасов), определенная по

количественным и качественным признакам лабораторных исследований керна и ГИС (Рис. 13). На диаграммах электрокаротажа эта граница отбивается по резкому спаду кривой КС. Часто кривая КС показывает двойной спад. Последний характеризует древний водонефтяной контакт (палео ВНК).

Для мониторинга процессов, протекающих в пласте, использовался оригинальный комплекс геофизических методов, включающий специальную электроразведку и сейсморазведку (Судаков, 2016).

### Основные особенности построения геологической модели мелкозалегающей залежи СВН

В процессе анализа и подготовки исходных данных и, в последующем, построения геологической модели залежи СВН были выявлены следующие особенности построения и основные отличия от классических моделей.

Наличие большого объема кернового материала может служить источником данных, позволяющих расширить разрешающую способность методов ГИС и произвести более детальное расчленение пород на литологические разности.

Сложность, а часто невозможность обработки и интерпретации сейсмических данных в верхней части разреза не позволяет получать достаточно точные данные о структурах в межскважинном пространстве. В случае большой плотности пробуренных скважин структурные построения по скважинным данным будут более точными.

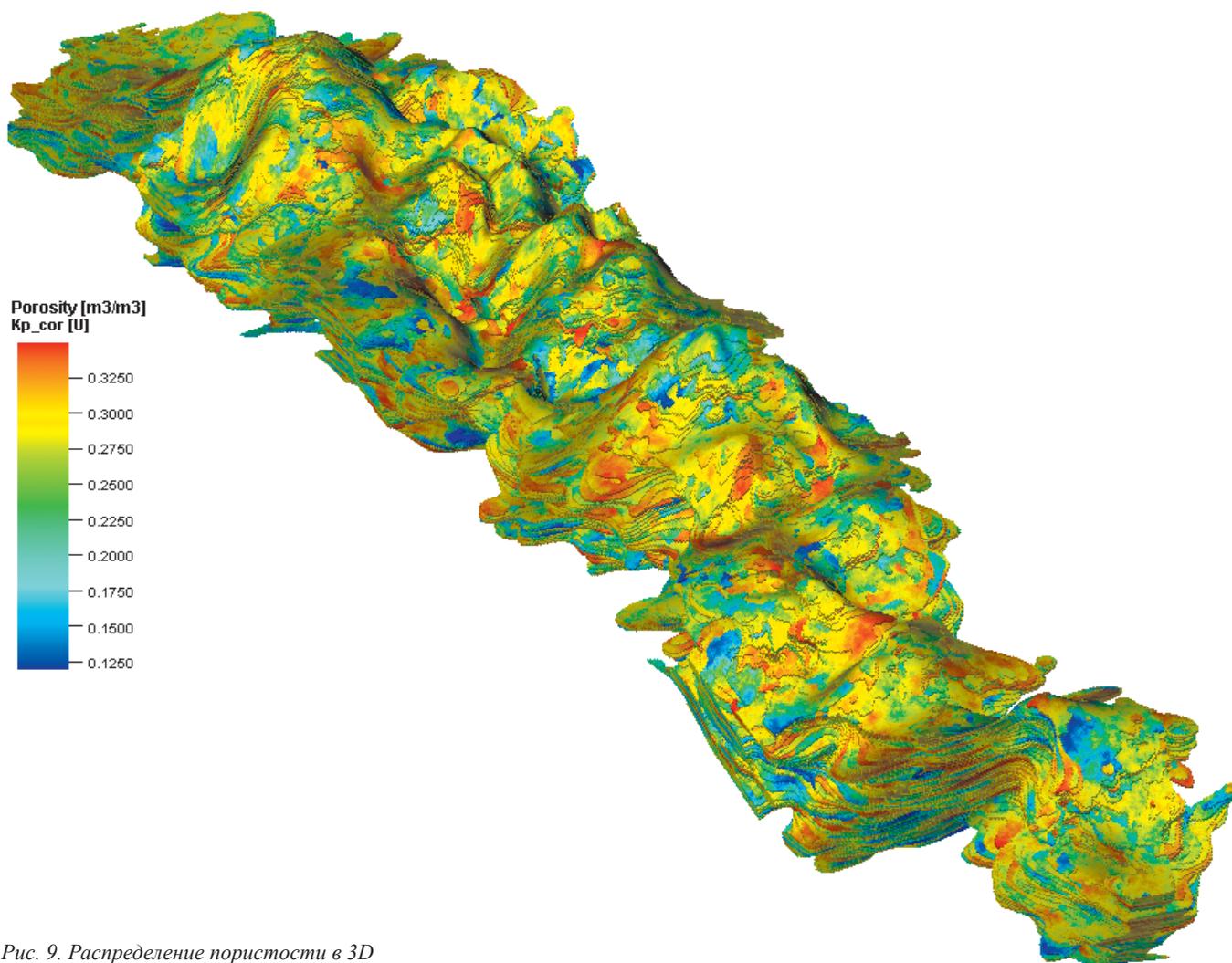


Рис. 9. Распределение пористости в 3D

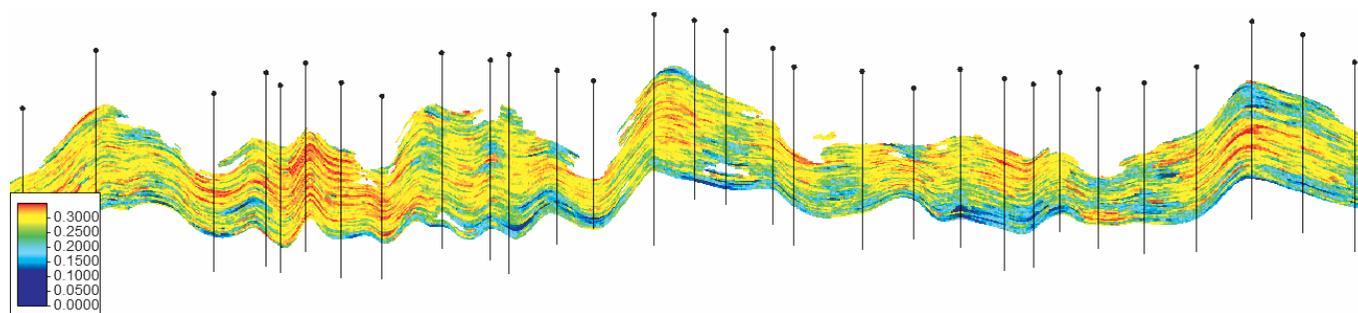


Рис. 10. Распределение пористости в разрезе

При построении сеточной модели следует задавать более мелкую сетку, чем принято в традиционных моделях, с целью более детальной характеристики неоднородности плотно разбуренной залежи, а также для описания процесса SAGD. Поворот сетки следует выбирать из расчета её направленности не только вдоль простирания структур, но и в крест основной массы горизонтальных стволов скважин.

Нижней границей нефтенасыщения предлагается считать подошву нефтенасыщенной зоны (значения кондиционных пределов берутся из отчёта по подсчёту запасов), определенную по количественным и качественным признакам лабораторных исследований керна и ГИС.

Пространственное распространение залежей СВН в пермской системе контролируется распределением литофаций. В связи с разнообразием литофациальных типов для этих отложений характерна невыдержанность и прерывистость в распространении. Детальная корреляция разреза, выделение пластов-коллекторов, пород-покрышек и ловушки в целом, а также учтённые особенности методов ГИС в совокупности с керна и полнота этого комплекса, позволили построить геологическую модель месторождения. Приведена методика построения геологической модели мелкозалегающей залежи СВН и показаны подходы и приемы в организации работ для практического применения без учета периклинальных зон.

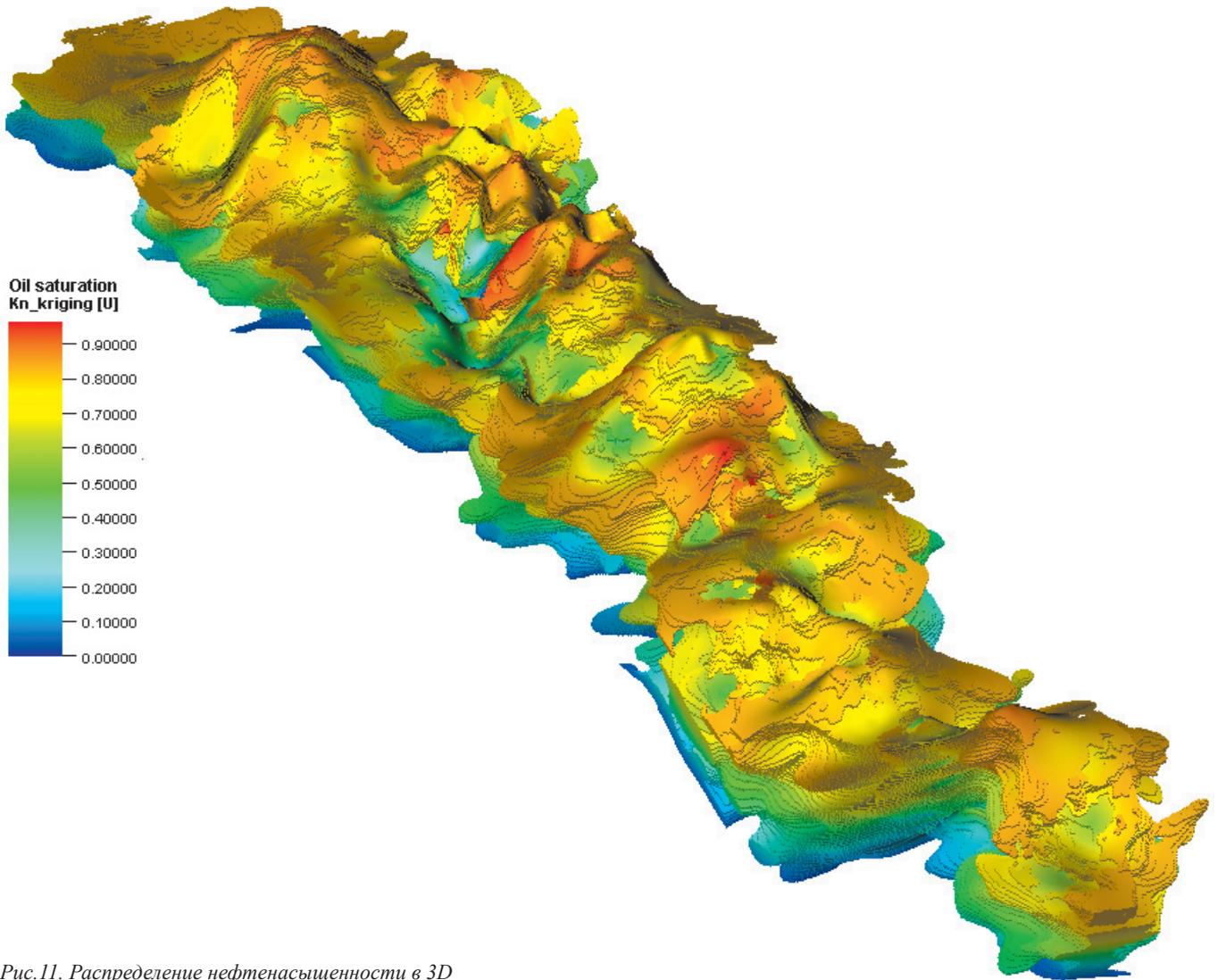


Рис.11. Распределение нефтенасыщенности в 3D

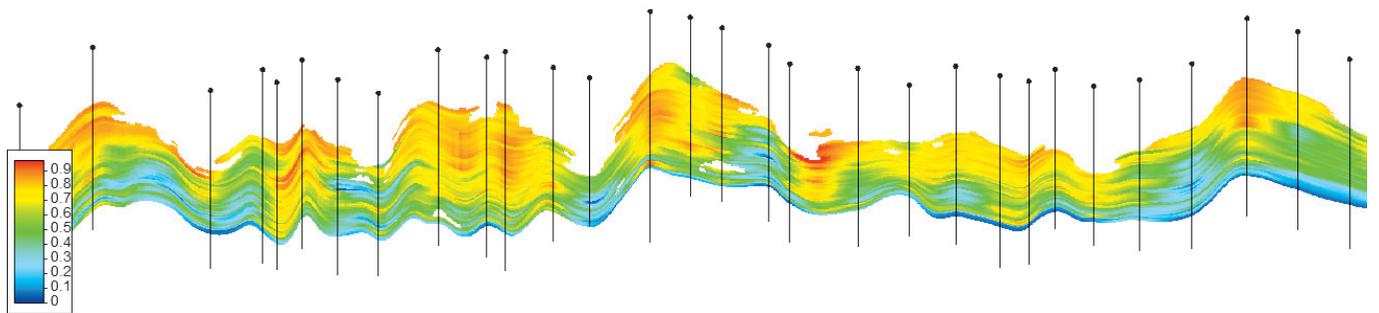


Рис. 12. Распределение нефтенасыщенности в разрезе

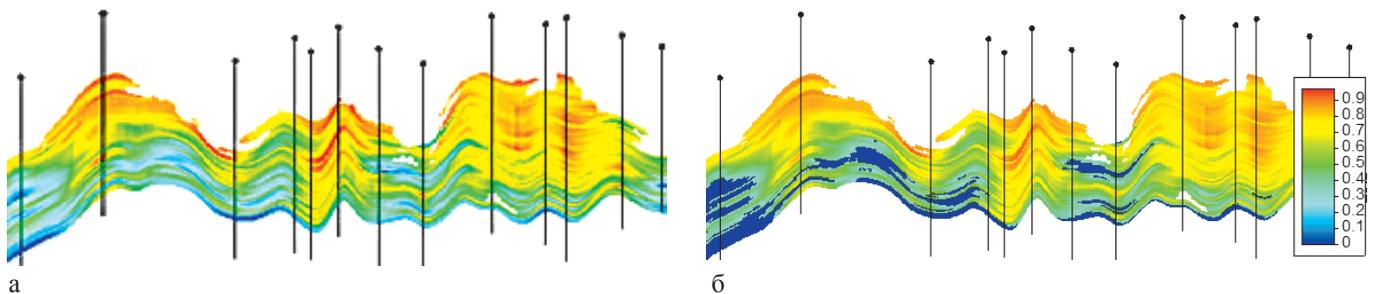


Рис. 13. Профиль нефтенасыщенности: а – исходной, б – обнуленной ниже кондиционного предела

## Финансирование

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (проект № 02. G 25.31.0170).

## Литература

Акишев И.М., Шалин П.А. Строение битумных залежей Мордовско-Кармалынского и Ашальчинского месторождений. *Тр. ТамНИПИнефть*. 1976. Вып. XXXIV. С. 15-19.

Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника. М.: ГЕОС. 2003.  
Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. М.: ООО «ИПЦ Маска». 2009. 376 с.

Муслимов Р.Х., Романов Г.В., Каюкова Г.П. и др. Комплексное освоение тяжёлых нефтей и природных битумов пермской системы Республики Татарстан. Казань: Фэн. 2012. 396 с.

Нурғалиева Н.Г., Ихсанов Н.А., Нурғалиев Д.К., Даутов А.Н. Фациальная характеристика шешминских битуминозных отложений. *Нефтяное хозяйство*. 2016. № 4. С. 72-75.

Павлов П.Д., Петров Г.А. К вопросу о поисках битумов в песчаниках уфимского яруса. Вопросы геологии и нефтеносности Среднего Поволжья. Под ред. В.И. Троицкого, Э.З. Бадамшина. Казань: КГУ. 1974. Вып.4. С. 59-71.

Петров Г.А. Литолого-фациальный анализ битумоносных комплексов верхнепермских отложений в связи с оценкой ресурсов битумов на территории Татарстана. *Автореф. дис. канд. г.-м. наук*. Казань. 2000. 27 с.

Судаков В.А., Амерханов М.И., Нурғалиев Д.К., Хасанов Д.И., Степанов А.В., Косарев В.Е., Усманов С.А. Геофизический мониторинг паровой камеры при разработке месторождений сверхвязкой нефти на примере месторождения ПАО «Татнефть». *Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений: материалы междунауч.-практ. конференции*. Казань: ИХЛАС. 2016. Т.2. С. 220-222.

Сюрин А.А. Концептуальный подход к геологическому 3D-моделированию месторождений сверхвязкой нефти (СВН) шешминского горизонта Республики Татарстан. *Наука. Техника. Технологии*. <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/1/PDF/2017-V1-168-172.pdf>

Успенский Б.В., Валева И.Ф. Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан. Казань: ООО «ИФ «Гарт». 2008. 347 с.

Cohen K.M., Finney S.C., Gibbard P.L., Fan J.-X. The ICS International Chronostratigraphic Chart. Episodes. 2013. Vol. 36. N 3. Pp. 199-204. (updated 2015.01)

Sudakov V., Nurgaliev D., Khasanov D., Stepanov A., Khamidullina G., Kosarev V., Galukhin A., Usmanov S., Zaripov A., Amerkhanov M. Technology of Integrated Monitoring of Steam Chamber Evolution During the Oil Production from the Shallow Deposits of Super-Viscous Oil. Paper SPE-182000-MS. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. Moscow, Russia. 2016. <http://dx.doi.org/10.2118/182000-MS>

## Сведения об авторах

Светлана Петровна Новикова – ведущий инженер НОЦ Современные геофизические технологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлёвская, д. 4/5  
E-mail: Novikovaspn@gmail.com, тел: +7 843 231 54 98

Данис Карлович Нурғалиев – проректор по научной деятельности, доктор геол.-мин. наук

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлёвская, д. 4/5

Владислав Анатольевич Судаков – заместитель директора по инновационной деятельности, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлёвская, д. 4/5

Нурья Гавазовна Нурғалиева – профессор кафедры геологии нефти и газа, доктор геол.-мин. наук

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлёвская, д. 4/5

Алексей Николаевич Делев – инженер НОЦ Современные геофизические технологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлёвская, д. 4/5

Марат Расимович Лябинов – помощник начальника управления по добыче сверхвязкой нефти

ПАО «Татнефть»  
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Марджани, д. 82

Роберт Рафаелович Ахмадуллин – главный инженер управления по добыче Сверхвязкой нефти

ПАО «Татнефть»  
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Марджани, д. 82

Статья поступила в редакцию 12.09.2017;  
Принята к публикации 01.11.2017; Опубликована 30.11.2017

IN ENGLISH

## The Main Features of the Geological Modeling Process of a Shallow Deposit of Super-Viscous Oil in Aspect of Development Strategy Planning with the Use of Steam-Assisted Gravity Drainage Method

S.P. Novikova<sup>1\*</sup>, D.K. Nurgaliev<sup>1</sup>, V.A. Sudakov<sup>1</sup>, A.N. Delev<sup>1</sup>, N.G. Nurgaliev<sup>1</sup>,  
M.R. Lyabipov<sup>2</sup>, R.R. Akhmadullin<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia

<sup>2</sup>Tatneft PJSC, Almet'yevsk, Russia

\*Corresponding author: Svetlana P. Novikova, e-mail: Novikovaspn@gmail.com

**Abstract.** Deficiency of minerals, limited reserves of conventional hydrocarbon raw materials indicates the need to involve in the fuel and energy complex of other sources of hydrocarbons. Fields of super-viscous oil are one of the sources.

This article is devoted to the study of sediments of the Permian sedimentary complex containing super-viscous oil deposits. The geological structure of the Lower Kazanian and Ufimian deposits is considered. A characteristic of the

Sheshmian sandstone pack is given. The analysis of the set of geophysical studies is presented. Modeling of a shallow super-viscous oil deposit based on the lithologic-technological types of the productive formation was carried out, based on the results of drilling, core material and logging. The features of constructing the structural framework of a three-dimensional grid, and a lithological-technological model are highlighted. The distribution of porosity, permeability and oil saturation is described.

**Keywords:** Permian sedimentary complex, super-viscous oil, geological modeling, Sheshmian horizon

**For citation:** Novikova S.P., Nurgaliev D.K., Sudakov V.A., Delev A.N., Nurgalieva N.G., Lyabipov M.R., Akhmadullin R.R. The Main Features of the Geological Modeling Process of a Shallow Deposit of Super-Viscous Oil in Aspect of Development Strategy Planning with the Use of Steam-Assisted Gravity Drainage Method. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 4. Part 1. Pp. 331-340. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.5>

### Acknowledgements

The work was supported by the Ministry of Education and Science of the Russian Federation, project No. 02. G 25.31.0170.

### References

- Akischev I.M., Shalin P.A. Stroenie bitumnykh zalezhei Mordovo-Karmal'skogo i Ashal'chinskogo mestorozhdenii [The structure of bituminous deposits of the Mordovo-Karmalsky and Ashalchinskoye oil fields]. *Tr. TatNIPInefti* [Proc. TatNIPInefti]. 1976. Vol. XXXIV. Pp. 15-19. (In Russ.)
- Cohen K.M., Finney S.C., Gibbard P.L., Fan J.-X. The ICS International Chronostratigraphic Chart. Episodes. 2013. Vol. 36. N 3. Pp. 199-204. (updated 2015.01)
- Geologiya Tatarstana: Stratigrafiya i tektonika [Geology of Tatarstan: Stratigraphy and tectonics]. Moscow: GEOS. 2003. (In Russ.)
- Muslimov R.Kh., Romanov G.V., Kayukova G.P. et al. Kompleksnoe osvoenie tyazhelykh neftei i prirodnykh bitumov permskoi sistemy Respubliki Tatarstan [Complex development of heavy oils and natural bitumen from the Permian system of the Republic of Tatarstan]. Kazan: Fen. 2012. 396 p. (In Russ.)
- Nurgalieva N.G., Ikhsanov N.A., Nurgaliev D.K., Dautov A.N. Fatsial'naya kharakteristika sheshminskiykh bituminoznykh otlozhenii. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*. 2016. No. 4. Pp. 72-75. (In Russ.)
- Pavlov P.D., Petrov G.A. K voprosu o poiskakh bitumov v peschanikakh ufimskogo yarusa [To the question of the search for bitumens in the sandstones of the Ufa stage]. *Voprosy geologii i neftenosnosti Srednego Povolzh'ya*. [Questions of geology and oil content of the Middle Volga region]. Ed. V.I. Troepolsky, E.Z. Badamshin. Kazan: KGU. 1974. Is.4. Pp. 59-71. (In Russ.)
- Petrov G.A. Litologo-fatsial'nyi analiz bitumonosnykh kompleksov verkhnepermiskikh otlozhenii v svyazi s otsenкой resursov bitumov na territorii Tatarstana [Lithological and facial analysis of bitumen-bearing complexes of the Upper Permian sediments in connection with the assessment of bitumen resources in the territory of Tatarstan]. *Avtoref. Diss. kand. geol.-min. nauk* [Abstract Cand. geol. and min. sci. diss.]. Kazan. 2000. 27 p. (In Russ.)
- Sudakov V.A., Amerkhanov M.I., Nurgaliev D.K., Khasanov D.I., Stepanov A.V., Kosarev V.E., Usmanov S.A. Geophysical monitoring of the steam chamber during the development of super-viscous oil deposits on the example of the PJSC «Tatneft» field. *Innovatsii v razvedke i razrabotke neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii: materialy mezhd. nauch.-prakt. konferentsii* [Innovations in the exploration and development of oil and gas fields: Proc. Int. Scientific-Practical. Conference]. Kazan: Ikhlas. 2016. V.2. Pp. 220-222. (In Russ.)
- Sudakov V., Nurgaliev D., Khasanov D., Stepanov A., Khamidullina G., Kosarev V., Galukhin A., Usmanov S., Zaripov A., Amerkhanov M. Technology of Integrated Monitoring of Steam Chamber Evolution During

the Oil Production from the Shallow Deposits of Super-Viscous Oil. Paper SPE-182000-MS. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. Moscow, Russia. 2016. <http://dx.doi.org/10.2118/182000-MS>

Syurin A.A. Kontseptual'nyi podkhod k geologicheskomu 3D modelirovaniyu mestorozhdenii sverkhviskozoi nefiti (SVN) sheshminskogo gorizonta Respubliki Tatarstan [Conceptual approach to geological 3D modeling of super-viscous oil fields of the Sheshminsky horizon of the Republic of Tatarstan]. *Nauka. Tekhnika. Tekhnologii*. <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/1/PDF/2017-V1-168-172.pdf> (In Russ.)

Uspenskii B.V., Valeeva I.F. Geologiya mestorozhdenii prirodnykh bitumov Respubliki Tatarstan [Geology of natural bitumen fields of the Republic of Tatarstan]. Kazan: PF «Gart. 2008. 347 p. (In Russ.)

Zakrevskii K.E. Geologicheskoe 3D modelirovanie [Geological 3D modelling]. Moscow: OOO «IPTs Maska». 2009. 376 p. (In Russ.)

### About the Authors

*Svetlana P. Novikova* – Leading Engineer of REC Modern geophysical technologies, Institute of Geology and Petroleum Technologies

Kazan (Volga region) Federal University

4/5 Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russia

E-mail: [Novikovaspn@gmail.com](mailto:Novikovaspn@gmail.com), tel: +7 843 231 54 98

*Danis K. Nurgaliev* – Vice-Rector for Research, DSc (Geology and Mineralogy)

Kazan (Volga region) Federal University

4/5 Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russia

*Vladislav A. Sudakov* – Deputy Director for Innovation, Institute of Geology and Petroleum Technologies

Kazan (Volga region) Federal University

4/5 Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russia

*Nuriya G. Nurgalieva* – Professor, DSc (Geology and Mineralogy), Department of Oil and Gas Geology

Kazan (Volga region) Federal University

4/5 Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russia

*Aleksey N. Delev* – Engineer of REC Modern geophysical technologies, Institute of Geology and Petroleum Technologies

Kazan (Volga region) Federal University

4/5 Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russia

*Marat R. Lyabipov* – Assistant to the Head of Super-Viscous Oil Production Department

Tatneft PJSC

82 Mardzhani St., Almetyevsk, 423450, Russia

*Robert R. Ahmadullin* – Chief Engineer, Super-Viscous Oil Production Department

Tatneft PJSC

82 Mardzhani St., Almetyevsk, 423450, Russia

*Manuscript received 12 September 2017;*

*Accepted 1 November 2017;*

*Published 30 November 2017*