

УДК 622.276.04

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ  
И АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОНЕФТЯНОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОДОПТУ-МОРЕ (СЕВЕРНЫЙ КУПОЛ)  
XXI ПЛАСТА**

**THE GEOLOGICAL STRUCTURE, OIL AND GAS POTENTIAL  
AND ANALYSIS OF DEVELOPMENT OF GAZ-CONDENSATE-OIL  
ODOPTU-MORE FIELD (NORTH DOME) OF THE XXI RESERVOIR**

**Лапотников Андрей Геннадьевич**

инженер по эксплуатации нефтегазопроводов  
отдела эксплуатации нефтегазопроводов  
и газораспределительных станций  
обособленного подразделения  
«Управление магистральных нефтегазопроводов»,  
ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»  
aplent@mail.ru

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук, доцент,  
профессор кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
olgasavenok@mail.ru

**Аннотация.** Целью статьи является анализ текущего состояния разработки на основе подробного изучения геологического строения месторождения Одопту-море. Показано, что в результате бурения скважин уточнено геологическое строение структуры, углы падения пластов, геологическая модель в целом, открыты газовые шапки в сводовой части II блока XX2 и XXI2 пластов. Все эти данные учтены при построении карт поверхностей продуктивных пластов, карт эффективных нефте- и газонасыщенных толщин.

**Ключевые слова:** геолого-геофизическая изученность; физико-литологическая характеристика пласта; коллекторские свойства пород; подсчет запасов нефти и газа; построение цифровой геологической модели; моделирование свойств коллектора; анализ текущего состояния разработки.

**Lapotnikov Andrey Gennadievich**

an engineer for the operation of oil and gas pipelines for the operation of oil and gas pipelines and gas distribution stations of a separate subdivision «Administration of Trunk Oil and Gas Pipelines», LLC «RN-Sakhalinmorneftegaz»  
aplent@mail.ru

**Savenok Olga Vadimovna**

doctor of technical sciences, associate professor, professor of oil and gas engineering department named after professor G.T. Vartumyan, Kuban state technological university  
olgasavenok@mail.ru

**Annotation.** The purpose of the article is to analyze the current state of development on the basis of a detailed study of the geological structure of the Odoptu-More field. It is shown that as a result of drilling wells refined structure geological structure, the angles of incidence strata, the geological model of a whole open gas caps in the crest of the unit II of XX2 and XXI2 layers. All these data are taken into account when constructing surface maps of reservoirs, maps of effective oil and gas saturated thicknesses.

**Keywords:** geological and geophysical studies; physical and lithological characteristics of layer; reservoir properties of rocks; calculation of oil and gas reserves; construction of a digital geological model; reservoir properties modeling; analysis of the current state of development.

**Физико-географический очерк**

Газоконденсатнонефтяное месторождение Одопту-море расположено на шельфе Охотского моря, на широте северного окончания Пильтунского залива, в 6–10 км восточнее берега о. Сахалин (рис. 1). Глубина моря в пределах западного крыла Северного купола месторождения составляет около 18 м.

В административном отношении входит в состав Охинского района Сахалинской области. Участок расположен в 40 км юго-восточнее районного центра г. Оха, связанного с областным центром (г. Южно-Сахалинск) авиатранспортом и автомобильной дорогой. Ближайшее месторождение, находящееся в разработке, Одопту-суша, расположено в 7 км северо-западнее. На юге Северный купол месторождения Одопту-море граничит с лицензионным участком проекта Сахалин-1 (центральный и южный купола).



разведочные задачи. Целью бурения пилотного ствола было вскрытие зоны контакта «нефть – вода» по XXI<sub>1</sub> и XXI<sub>2</sub> пластам, отбор керн из интервала продуктивного пласта. К сожалению, по техническим причинам керн не отобран полностью в запланированном объёме. По результатам бурения скважины № 207г была установлена граница насыщения по XXI<sub>2</sub> пласту на 18 м ниже, принятой ранее.

Процесс бурения уникальных по сложности горизонтальных скважин со сверхдальним отходом от вертикали ограничил возможность проведения полного комплекса геолого-промысловых исследований в техническом и экономическом отношении. В процессе выполнения программы работ за период ОПЭ проведён необходимый и достаточный комплекс исследований, позволивший построить геологическую модель месторождения, сделать оценку запасов и обосновать систему разработки залежей.

В пробуренных эксплуатационных скважинах кроме основного комплекса ГИС, включающего электрические методы, каротажи пористости и литологии, гамма-картаж, газовый картаж, методы изучения технического состояния скважин, производилось исследование шлама, контроль состояния пластовых флюидов, наклонометрия и инклинометрия. Полный комплекс каротажных методов проведен преимущественно в интервале залегания основного объекта – XXI<sub>1</sub>–XXI<sub>2</sub> пластов. В скважинах №№ 210, 205 и 215 им охвачены интервалы XX–XXI<sub>2</sub> пластов. Комплекс ГИС позволил провести корреляцию разрезов скважин, выделить эффективные толщины, провести качественную и частично количественную оценку параметров насыщения пластов-коллекторов.

В процессе бурения произведён отбор грунтов сверлящими грунтоносами в скважинах №№ 1, 3 и 9, керн в скважинах №№ 3, 201, 211 и 207 из XX<sub>2</sub>, XX<sub>3</sub>, XXI<sub>1</sub> и XXI<sub>2</sub> пластов. Проходка с отбором керн составила 82 м, что составляет 0,08 % от объёма бурения.

Объём поискового бурения составил 8104 м (скважины №№ 1 и 202), разведочного 4570 м (скважины №№ 3 и 9), все поисково-разведочные скважины пробурены в контуре нефтеносности.

### **Стратиграфия**

Стратиграфический разрез района и месторождения представлен (снизу-вверх) следующими отложениями:

- меловой «фундамент» К;
- мацигарский горизонт Р;
- даехуриинский горизонт Р;
- уйнинско-дагинско-окобыкайский горизонт (верхний-нижний миоцен) N3и; N3-2dg; N1ok;
- нутовский горизонт (верхний миоцен-плиоцен) N1nt; N2nt;
- четвертичные отложения Q.

Наиболее древней частью стратиграфического разреза является верхнеокобыкайский подгоризонт (N1ok), вскрытый на месторождении поисковой скважиной № 1 в интервале 2150–2500 м. Верхняя граница окобыкайского горизонта проводится условно по кровле XXVII пласта. Вскрытая толщина отложений горизонта достигает 350 м, по данным сейсморазведочных работ в западном направлении толщина осадков увеличивается до 1000 м, в восточном направлении к Восточно-Одоптинской зоне уменьшается до 500 м. Литологически горизонт представлен чередованием пластов песчанников (толщиной от 20 до 40 м) мелко- и среднезернистых, плотных глин и кремнистых, плотных иногда алевритистых аргиллитов.

Нутовский горизонт (N1nt1) – верхний миоцен-плиоцен. Отложения горизонта распространены повсеместно и вскрыты всеми пробуренными скважинами. Толщина осадков составляет 2100–2300 м, достигая на юго-западе 3000 м и уменьшаясь на восток к Восточно-Одоптинской зоне до 1800–2000 м. В региональном плане горизонт меняется от почти полностью песчаного разреза на западе и северо-западе (Восточное Нутово, Восточный Осой, Горомай) до глинистого на востоке (Даги-море). Весь разрез выходит на поверхность вдоль восточного крыла Паромайской антиклинальной зоны. В восточном направлении доля глинистых пород возрастает, и они образуют экраны-покрышки для залежей углеводородов.

Реконструкция палеогеографических условий осадконакопления нутовского горизонта проводилась путём анализа литологического состава пород и палеонтологических исследований микрофауны. На основании изучения фораминифер сделаны выводы о развитии неогенового бассейна в районе месторождения Одопту-море в сторону постепенного уменьшения глубин от батинальных до внутренней сублиторали. Песчано-глинистые осадки нижненутовского подгоризонта отлагались в морском бассейне на глубинах до 200 м. О периодически повторяющихся колебаниях уровня бассейна седиментации свидетельствует ритмичное чередование песчаных пластов и глинистых разделов в разрезе нутовского горизонта.

Нутовский горизонт подразделяется на два подгоризонта: нижненутовский (IX–XXVI пласты) и верхненутовский (I–VIII пласты).

Нижненутовский подгоризонт – N1nt1 (верхний миоцен)

Верхняя граница нижненутовского подгоризонта проводится на каротажных кривых по кровле IX пласта. Литологически подгоризонт представлен чередованием сложенно построенных пластов песчаников (толщиной от 2 до 60 м), глин и алевролитов. Наибольшим содержанием песчаных пород характеризуется средняя часть разреза XII–XXIV пласты (содержание песчаных пород 40–55 %). Песчаники серые и светло-серые, средне- и мелкозернистые, хорошо отсортированные, часто алевроитовые и глинистые. Глины преимущественно серые и тёмно-серые, в верхней части разреза мягкие, слабо песчанистые, в нижней части: плотные, аргиллитоподобные. Алевролиты серые, светло-серые, разномзернистые, плотные, иногда переходящие в мелкозернистые песчаники. Толщина отложений подгоризонта на площади составляет 1000–1300 м, в прогибах возрастает до 1800 м, уменьшаясь на восток (к Восточно-Одоптинской зоне) до 400–500 м. Одновременно с уменьшением толщины осадков происходит их глинизация.

К средней части разреза нутовского подгоризонта (XX–XXI<sub>2</sub> пластам) Одопту-море (Северный купол) приурочены все установленные залежи углеводородов. По наличию аномалий волнового поля и газопроявлениям в процессе бурения скважин предполагается присутствие непромышленных скоплений газа в верхней части разреза подгоризонта. В процессе детальной корреляции разрезов скважин с учётом интерпретации сейсмоматериалов 3D на месторождении выделено четыре продуктивных пласта XX<sub>1-2</sub>, XX<sub>2</sub>, XX<sub>3</sub>, XXI<sub>1</sub>, XXI<sub>2</sub> с доказанной промышленной нефтегазоносностью, в XX<sub>3</sub> залежь нефти предполагается по геофизическим исследованиям (ГИС). Первые три продуктивных пласта объединяются в общую пачку – XX пласта, для удобства промышленной номенклатуры каждый из них именуется «пласт». Основными эксплуатационными объектами являются XXI<sub>1</sub>, XXI<sub>2</sub>.

Верхненутовский подгоризонт – N2nt3 (плиоцен).

Отложения верхненутовского подгоризонта сложены песчаными пластами I–VIII. В своде структуры толщина осадков подгоризонта составляет 750 м. В разрезе выделяется две литологические пачки. Нижняя пачка (толщиной до 270 м) представлена неравномерным переслаиванием песчаников светло-серых, слабо уплотнённых, мелко- и среднезернистых и глин серых и тёмно-серых, с редкими прослоями алевролитов. Верхняя пачка толщиной до 750 м сложена преимущественно песками серыми, светло-серыми, средне- и крупнозернистыми, кварцевыми, рыхлыми с прослоями слабо уплотнённых песчаников и глин серых, голубовато-серых.

### **Тектоника**

В тектоническом плане участок работ охватывает структуры Северо-Сахалинского и Дерюгинского кайнозойских прогибов. Начало формирования прогибов связывается с ранним олигоценом (мачигарское время). В их структурной эволюции выделяются длительные этапы транстензионного геодинамического режима, сопровождающиеся интенсивным конседиментационным грабенообразованием и масштабными трансгрессиями (P3, N1-2), и относительно кратковременные этапы проявления трансгрессивного режима, завершающие регрессивные циклы осадконакопления и сопровождающиеся структурной перестройкой.

Наиболее масштабные структурные перестройки, сопровождающиеся интенсивной складчатостью, происходят в конце ранненутовского, поздненутовского и дерюгин-

ского времени. Этапы формирования малоинтенсивных структурных форм, особенно в приразломных зонах, отмечаются также в конце даехуриинского и дагинского времени.

По данным сейсмических работ и глубокого поискового бурения Одоптинская антиклинальная складка приурочена к Одоптинской мегантиклинали, размеры которой 32×6,5 км. Структура субмеридионального простирания слегка асимметрична. В приосевой части структуры углы падения пород составляют 3–5°, по мере удаления от оси на западное крыло углы падения изменяются от 5° до 17°, на восточном – 3–7°. Шарнир мегантиклинали ундулирует с образованием трёх куполов: Северного, Центрального и Южного.

Размеры Северного купола составляют 9×4 км по замкнутой изогипсе кровли XXI<sub>1</sub> пласта, равной 1650 м, размеры участка продуктивности в пределах контура залежи XXI<sub>1</sub> пласта 11×4 км, амплитуда складки около 300 м. В широтном сечении структура асимметрична: западное крыло несколько круче восточного. Углы падения пород на восточном крыле составляют около 5°, западном – до 10°. Купол имеет грушевидную форму в плане и примыкает к центральному куполу через узкую седловину.

По сейсмоматериалам 2D разрывные нарушения на месторождении не выделялись, впервые разломы установлены по сейсмоданным 3D. На месторождении выявлено присутствие сочетания разнонаправленных систем разломов, типичных как для шельфа острова Сахалин в целом, так и для прилегающей суши. По сейсмическим разрезам, горизонтальным срезам и картам когерентности в пределах Северного купола выделено три разломные зоны в интервале глубин от 500 до 2000 м. Данные нарушения относятся к грабенообразующему типу и сформировались в результате транслатеральных тектонических напряжений, воздействовавших на площадь в плиоцене-плейстоцене, в период образования куполов Одоптинской структуры, и очень немногие из них секут основные нефтяные пласты. Первые две зоны разрывов выделены в пределах распространения залежей углеводородов и в разной степени повлияли на их формирование. Оценка геометрических параметров разломной сети ограничена сейсмической разрешённостью. Ни в одной из пробуренных скважин разрывы не подсечены.

В пределах первой зоны выделяется наиболее крупное нарушение сбросо-сдвигового характера – сброс 1.

Нарушение с признаками затухания от свода протягивается с юго-запада на северо-восток через свод купола, включая газовую трубу, в обоих направлениях и прослеживается не только в интервале залегания продуктивных пластов, но и по всему разрезу. Вертикальная амплитуда нарушения сопоставима с величиной горизонтального смещения блоков и составляет 15–20 м. Сброс 1 осложнён серией оперяющих мелких разрывов северо-западной ориентировки. Амплитуды разрывов по вертикали составляют от 5 до 15 м. Сброс 1 не подсечён скважинами, но в процессе гидродинамических исследований скважины № 204 установлено присутствие непроницаемого экрана на расстоянии 30–40 м от скважины. К тому же сброс экранирует залежь нефти XXI<sub>2</sub> пласта на юго-востоке, о чём свидетельствует отсутствие нефтенасыщения в скважинах южнее сброса 1 (скважины №№ 1 и 209).

Район скважин №№ 207, 207г, 216, 205, 215 и 217 контролируется системой разломов второго порядка со сбросовой (сбросово-сдвиговой) составляющей. Разломы имеют субширотно северо-восточную ориентировку. Систематичность, субпараллельность и прямолинейность свидетельствуют об их сколовом генезисе. Ослабленные нарушением зоны могли заполняться непроницаемыми осадками, создавая литологические экраны, разделяющие песчаные тела на отдельные гидродинамически не связанные залежи. Сброс № 2 установлен по сейсмоматериалам 3D, имеет незначительную амплитуду, но его экранирующие свойства подтверждаются различием границ продуктивности блоков 2 и 3, а также существованием газовой шапки залежи XXI<sub>2</sub> пласта в 3 блоке.

Третья зона разломов, представленных в основном взбросами, зафиксирована на юго-западном погружении структуры за пределами контуров залежей. Разломы имеют северо-северо-западную ориентировку и прослеживаются к югу в направлении Лебединского разлома, разделяющего одноимённую антиклинальную складку и Центральный купол месторождения Одопту-море.

### Гидрогеология

Исследования подземных вод месторождения Одопту-море (Северный купол) проведены в трёх поисково-разведочных скважинах (№№ 1, 3 и 9) рассматриваемой площади, в которых выполнялся неполный комплекс гидрогеологических исследований при вскрытии ряда водоносных объектов. Их опробование проводилось по методике для несамоизливающихся скважин без привлечения способов и операций, специфичных для гидрогеологических объектов. Исследования эти ускоряли опробовательский процесс, но в ущерб качеству и объёму пластовых параметров. В процессе опытно-промышленной разработки данного месторождения (залежь XXI-х пластов) к настоящему времени получена одна относительно достоверная проба пластовой воды из эксплуатационной скважины № 224.

Для объективной характеристики гидрогеологических и в особенности гидродинамических условий привлекались имеющиеся сведения о подземных водах южных площадей месторождения Одопту-море (Центральный и Южный купола), а также материалы наклонно-направленных скважин, пробуренных в разведочных целях с береговой косы под акваторию моря, и скважин южного участка месторождения Одопту-суша.

В связи с разработкой залежей нефти на изучаемом месторождении актуальным является прогноз режима дренирования его продуктивных пластов. Важность такого прогноза обусловлена приуроченностью месторождения к элизионной (отжимной) водонапорной системе Северо-Сахалинского субмаринного нефтегазоносного бассейна (НГБ), гидродинамические особенности которой во многом определяют эффективность отбора нефти в зависимости от принятой схемы поддержания пластового давления.

На рассматриваемом месторождении вскрытая и изученная в гидрогеологическом отношении часть разреза охватывает три верхних водоносных комплекса (в НГБ их выделено пять), отличающихся по фильтрационным свойствам пород, строению резервуаров и гидродинамическому режиму.

Первый комплекс представлен мощной толщей (до 750–1000 м) плиоценовых песков с невыдержанными по площади слоями глин. Он охватывает верхненутовские образования. Эти отложения непродуктивны и потому не исследовались. По данным ГИС высокая минерализованность (до 35 г/л) подземных вод комплекса объясняется отсутствием выдержанного водоупора в условиях морского бассейна. Эта часть разреза является открытой гидродинамической системой, относится к зоне свободного водообмена и в дальнейшем не рассматривается.

Второй водоносный комплекс представлен переслаиванием песчаных и глинистых пластов верхненутовского (I–VIII) и нижненутовского (IX–XVIII) подгоризонтов нутовского горизонта (верхний миоцен N1). Он характеризуется значительной мощностью (до 1000 м), сокращающейся в восточном направлении, и примерно равным соотношением песчаных и глинистых разностей пород. Благодаря повсеместному распространению водоупоров, подземные воды комплекса имеют связь с поверхностью только в областях питания и разгрузки. Этот комплекс представляет собой полузамкнутую гидродинамическую систему и относится к зоне затруднённого водообмена. По мере удаления от областей питания концентрация солей в подземных водах II комплекса повышается от 3–10 г/л (субаэральная часть бассейна) до 20–27 г/л (субаквальная часть НГБ). Породы-коллекторы этого комплекса перспективны в нефтегазоносном отношении, но в пределах рассматриваемой части месторождения залежи УВ не встречены.

Третий водоносный комплекс является основной нефтегазосодержащей толщей Одоптинской антиклинальной зоны и сложен песчано-глинистыми отложениями нижней части (XIX<sub>1</sub>–XXVI пласты) нутовского горизонта и вскрытой части (XXVII пласт и ниже) окобыкайского горизонта (средний-верхний миоцен N2-1). Мощность комплекса на площади варьирует от 1300 до 800 м с уменьшением её в восточном направлении. Одновременно с сокращением мощности происходит глинизация песчаных пластов по направлению на восток и северо-восток. В пределах месторождения общая глинистость достигает 70 % в низах нутовского горизонта. Глинистые разделы комплекса представлены вязкими алевритистыми глинами преимущественно монтмориллонитового состава мощностью от 30–40 м в верхней и до 100 м и более в нижней части комплекса. Они являются хорошими экранами и способствуют гидравлической разобщенности песчаных пластов.

Этот комплекс характеризуется условиями весьма затруднённого водообмена и относится к закрытой гидродинамической системе. Он подлежит наибольшему изучению, так как его пласты-коллекторы включают всё разнообразие элементов залегания резервуаров нефти и газа.

Большинство крупных месторождений УВ и перспективных на нефть объектов в нижненутовско-окобыкайском нефтегазоносном комплексе (НГК) сосредоточены на конседигенно развивавшихся структурах Эхабинской и Одоптинской антиклинальных зон, имеющих высокое гипсометрическое положение относительно находящихся вблизи современных и древних прогибов. С ними связана основная разгрузки метеогенных и седиментогенных вод.

Общеизвестно, миграция флюидов – нефти, газа и элизионных вод – происходит из наиболее погружённых осевых зон прогибов (в частности, Восточно-Сахалинского) по восстанию пластов в области наименее жёстких термодинамических условий в бортовых частях депрессий. Навстречу этому отжимаемому (напорному) течению флюидов с конца плиоцена и в плейстоцене (инфильтрационный этап развития Северо-Сахалинского НГБ) от региональной области питания метеорными водами (Гыргыланьинское, Оссой-Вальское поднятия) движутся инфильтрационные воды, образуя на стыке противоположно действующих гидродинамических режимов своеобразный барьер с низким энергетическим потенциалом (региональный пьезоминимум). В зоне контакта инфильтрационной и элизионной водонапорных систем формируется застойная обстановка, благоприятная, как известно, для аккумуляции УВ.

На структурах Одоптинской мегантиклинали в проницаемых пластах III комплекса получили развитие высоконапорные воды и так называемые СГПД (сверхгидростатические пластовые давления) с коэффициентом аномальности 1,02–1,10. Одним из основных условий их формирования является односторонняя замкнутость резервуара, его практическая изолированность от мест возможной разгрузки флюидов. Динамику фильтрации подземных вод в таких частях разреза обеспечивают отжимание флюидов из пластичных непроницаемых пород в проницаемые вследствие осадконакопления и геостатической нагрузки и образование перепада давлений (напоров) на разных участках напластования проницаемых слоёв. Фильтрационные свойства пород II водоносного комплекса по материалам ГИС и анализу керн отличаются наилучшими показателями по сравнению с нижележащими толщами. Песчаные пласты достаточно выдержанные, а XIII–XIV и XVI пласты являются в районе реперными. По классификации Г.И. Теодоровича они относятся к хорошо проницаемым коллекторам (более 0,1 мкм<sup>2</sup>). В то же время опробование двух объектов в разрезе II комплекса в скважинах №№ 1 и 9 не подтвердило столь высокие значения фильтрационно-ёмкостных свойств пород. Водообильность пород составляет порядка 20 м<sup>3</sup>/сут. и более при различных депрессиях. Это расхождение объясняется некачественным выполнением работ по испытанию скважин.

Лучшей изученностью характеризуются породы III комплекса. По данным исследований скважин проницаемость не превышает 0,01 мкм<sup>2</sup>, а максимальная гидропроводность составила  $3,2 \cdot 10^{-11}$  м<sup>3</sup>/Па·с. Фиксируемая водообильность пластов варьирует в пределах 5–24 м<sup>3</sup>/сут. при коэффициентах продуктивности 1,5–5,5 м<sup>3</sup>/сут./МПа. По данным ГИС и анализу керн коллекторы комплекса отнесены преимущественно к среднепроницаемым (0,01–0,1 мкм<sup>2</sup>).

В отложениях III комплекса с условиями весьма затруднённого водообмена на морском месторождении прослеживается дальнейшее снижение минерализации с распространением гидрохимической зоны слабосолёных вод до 14–20 г/л. В составе этих вод наблюдается снижение содержания хлоридов (до 7 г/л) и сульфатов и повышается содержание гидрокарбонатов (от 1 до 2–3 г/л). По отношению к вышележащей зоне солёных вод отмечается некоторая обеднённость микрокомпонентами.

Вязкость пластовых вод закономерно уменьшается от 0,58 мПа·с в верхах II комплекса до 0,37 мПа·с в низах III комплекса. Плотность воды с глубиной снижается от 1,0014 до 1,0000 г/см<sup>3</sup>. Подземные воды относятся к слабощелочным (pH = 7,1–7,8).

Газонасыщенность пластовых вод месторождения высокая. Основным компонентом водорастворённых газов является метан (91–97 %). Лёгкие метановые газы включают примесь азота и углекислого газа.

Использование подземных вод месторождения в промышленных целях или в бальнеологии нереально по причине некондиционности специфических компонентов в составе пластовых вод. Исключение составляет йод, но невысокая водообильность скважин предполагает нерентабельность его добычи. Перегретые в пластовых условиях подземные воды на месторождении не выявлены.

### **Прогноз режима дренирования залежей нефти и эффективности нефтеотдачи**

Режимы работы залежей проявляются на фоне природных режимов водонапорных систем (горизонтов, пластов), к которым они приурочены, причём начальное давление залежей всегда определяется напором подземных вод.

Изучены два основных режима водоносных комплексов: инфильтрационный и элизионный. В геологическом времени водонапорные режимы могут сменять друг друга или характеризоваться смешанным режимом в зонах из контакта с залежами УВ. В Северо-Сахалинском НГБ месторождениям со смешанным водонапорным режимом залежей относятся следующие: Колендо, Северная Оха, Чайво-море.

В разрезе месторождения Одопту-суша доминирует элизионный режим фильтрации. Залежи месторождения Одопту-море (Северный купол) также подчинены единому природному режиму создания пластовой энергии – элизионному.

Элизионным водонапорным системам присущи два режима работы: упруго-водонапорный и замкнуто-упругий. Именно последний будет характеризовать начальные условия дренирования залежей нефти рассматриваемого месторождения, так как они залегают в невыдержанных, выклинивающихся пластах-коллекторах с начальными пластовыми давлениями, превышающими гидростатическое. Вертикальные градиенты давления воды на месторождении изменяются в пределах 1,02–1,10 МПа/100 м, а напорные градиенты возрастают до 10 м/км, что, как известно, приводит к изменению геометрии залежей УВ.

Недостатком этого режима является небольшой упругий запас жидкости ограниченных по простиранию пластов. При интенсивных отборах нефти в резервуарах быстро снижается пластовое давление, а поступление отжимающейся из коллектора напорной воды происходит медленно. Поэтому крайне важной представляется организация своевременного заводнения залежи с целью поддержания начального пластового давления.

Положительным фактором замкнуто-упругого режима является постоянство и долговременность движущей силы элизионного гидродинамического напора, которое обеспечивается мощными глинистыми толщами восточного борта Одоптинской мегантиклинали. Благодаря этому источнику потенциальной энергии возможна длительная поддержка природной пьезопроводности коллектора. Преимуществом разработки залежей с ограниченным объёмом резервуаров является также возможность быстрого восстановления пластового давления при грамотном заводнении.

Изложенные выше представления о динамике подземных вод рассматриваемого месторождения и разноплановые энергетические характеристики законтурной области на западе и востоке месторождения позволяют применить рациональную систему разработки залежей нефти и поддержания пластового давления (ППД).

На месторождении Одопту-море рекомендуется внедрять нетрадиционную схему отбора нефти и ППД:

- 1) отбор нефти осуществлять в западной части залежи, где сосредоточены основные запасы нефти;
- 2) применять внутриконтурное (присводовое) заводнение, позволяющее эффективно (без утечек за контур) использовать энергию нагнетательной воды на ППД.

Такая схема расстановки добычных и нагнетательных скважин обеспечит естественный приток нефти восточной (неразбуриваемой, удалённой от берега) части залежи в западном направлении.

Эффективность рекомендуемой схемы разработки заключается в снижении затрат на ППД (требуется меньше скважин и расход закачиваемой воды) и более рентабельной и долгосрочной производительности добычных скважин (продленная эксплуатационная «полка»).



### Нефтегазоносность

Месторождение Одопту-море расположено в пределах одноименной зоны нефтегазонакопления на шельфе Северо-Восточного Сахалина. В пределах зоны открыто 3 месторождения на шельфе: Одопту-море (газоконденсатнонефтяное), Аркутун-Дагинское (газоконденсатнонефтяное), Пильтун-Астохское (газоконденсатнонефтяное) и нефтяное месторождение Одопту на суше острова. Первые два, включая нефтегазоконденсатное месторождение Чайво, относятся к проекту Сахалин-1, Пильтун-Астохское месторождение входит в проект Сахалин-2. Для всех месторождений Одоптинской зоны характерны одинаковые условия осадконакопления продуктивной толщи и её возраст: песчано-глинистый осадочный комплекс нижненутовского подгоризонта верхнего миоцена (N1).

В результате проведённых в период с 1998 по 2005 гг. геологоразведочных работ на месторождении установлено всего 13 залежей (в XX<sub>1-2</sub>, XX<sub>2</sub>, XX<sub>3</sub>, XXI<sub>1</sub> и XXI<sub>2</sub> пластах), из них 4 газонефтяных и 9 нефтяных.

По величине извлекаемых запасов нефти и газа месторождение относится к категории мелких, очень сложного геологического строения: присутствуют одно- и двухфазные залежи, которые характеризуются как наличием литологических замещений, так и невыдержанностью по площади толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов, осложнены тектоникой. По фазовому состоянию залежи углеводородов относятся к нефтяным (XX<sub>3</sub>), нефтяным с газовой шапкой (XXI<sub>1</sub>, XXI<sub>2</sub>). По строению коллектора в ловушке к пластовым, по типу коллектора – к поровым, по типу экрана в ловушке – к сводовым и частично тектонически и литологически экранированным (табл. 1). По величине рабочих дебитов залежи относятся к мало- и среднедебитным, к залежам с высоким пластовым давлением (136–173 кгс/см<sup>2</sup>). Наибольшая высота залежей характерна для XXI<sub>1</sub>, XXI<sub>2</sub> – 260-254 м, минимальная для XX<sub>12</sub> – 87 м.

Таблица 1 – Характеристика залежей

Пласт	Блок	Отметка ВНК, ГНК, м	Размеры залежи, км	Высота залежи, м	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Тип залежи
XXI <sub>1</sub>	I	-1457 -1710	0,75×1,0 3,25×4,5	Г-20 Н-253	1,6–4,8	газонефтяная, пластовая сводовая, тектонически экранированная, частично литологически ограничена
	II	-1466 -1702	0,5×1,25 1,75×4,25	Г-16 Н-236	3,4–6,0	газонефтяная, пластовая сводовая, тектонически экранированная, частично литологически ограничена
	III	-1702	3,0×5,0	143	2,8–3,3	пластовая сводовая, тектонически экранированная, частично литологически ограничена
XXI <sub>2</sub>	I	-1721	4,25×3,4	246	1,6–1,8	пластовая сводовая, тектонически экранированная, частично литологически ограничена
	II	-1707	4,0×2,4	232	4,9–5,7	пластовая сводовая, тектонически экранированная, частично литологически ограничена
	III	-1580 -1670	1,6×3,9	Г-18 Н-90	3,3–7,6	газонефтяная, пластовая сводовая, тектонически экранированная, частично литологически ограничена

XXI<sub>2</sub> пласт выделен как самостоятельный объект, сформировавшийся в отличных от XXI<sub>1</sub> литофациальных условиях.

Состав и свойства слагающих пласт отложений изучены по грунтам, отобраным в скважинах №№ 1, 3 и 9, и керну из скважины № 207г (пилотный ствол). По результатам лабораторных определений пласт представлен преимущественно песчаником мелко-тонко-зернистым и средне-мелкозернистым (в тонких прослоях). По керну скважины № 207г, отобранному из кровельной части пласта, определены фации естественной среды пород: открытая пористость изменяется от 21,65 до 22,33 %, газопроницаемость достигает  $(508 \div 610) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Разнообразие условий седиментации отложений на уровне XXI<sub>2</sub> пласта свидетельствует о том, что сформировавшийся пластовый резервуар может состоять из набора песчаных тел разного генезиса и литологического состава. Кроме литологического фактора на площади имеет развитие сеть тектонических нарушений, прослеженных по сейсморазведке 3D. По результатам интерпретации детальной сейсморазведки и скважинных данных в пределах пласта выделено 3 блока, к которым приурочены две залежи нефти и одна газонефтяная. Исходя из поперечного и продольного разрезов скважин, толщины пласта уменьшаются с запада на восток и с севера на юг. В этом же направлении изменяются в сторону ухудшения и их коллекторские свойства.

В I блоке залежь нефти опробована и эксплуатируется совместно с залежью XXI<sub>1</sub> пласта скважинами №№ 204, 210, 211 и 212. Граница насыщения в блоке проведена по отметке нижнего отверстия перфорации пласта в скважине № 9 – 1721 м. Пласт в скважине представлен преимущественно неколлектором, отметка опробования соответствует подошве единственного низкопроницаемого прослоя коллектора. Опробование пласта проведено совместно с XXI<sub>1</sub>, получен слабый приток безводной нефти.

За водонефтяной контакт (ВНК) в залежи принята отметка – 1721 м. Залежь нефти пластовая сводовая, тектонически экранированная с частичным литологическим ограничением на востоке. Размеры залежи 4,25×3,4 км, высота – 210 м, средняя толщина коллектора – 1,6–1,8 м.

В блоке 2 XXI<sub>2</sub> пласт находится в совместной эксплуатации с XXI<sub>1</sub> скважинами №№ 201/203, 205 и 215. Первоначально в скважине № 224 пласт был опробован совместно с XXI<sub>1</sub> пластом, получен приток воды с нефтью. По результатам интерпретации геологических исследований скважин (ГИС) в интервале XXI<sub>2</sub> пласта отмечаются сниженные показания нефтенасыщенности (в среднем 44–45 %). Возможно, близко расположенный от подошвы скважины ВНК явился причиной притока воды. После изоляции пласта, скважина заработала чистой нефтью из вышележащего объекта – XXI<sub>1</sub>.

ВНК залежи проведен по кровле пласта в скважине № 224 на отметке – 1707 м, что не противоречит результатам опробования и ГИС. Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически экранированная сбросами 1 и 2, на востоке имеет литологическое ограничение. Размеры залежи 4,0×2,4 км, высота – 232 м, средняя эффективная толщина коллектора 4,9–5,7 м.

В 3 блоке пласт вскрыт скважинами №№ 3, 207, 207г, 216, 217, 206, 226, 227 и 229, опробован и разрабатывается совместно с залежью XXI<sub>1</sub> пласта скважинами №№ 216, 226 и 229, отдельно XXI<sub>2</sub> пласт – скважиной № 227. В скважине № 3 пласт опробован в интервале 1691–1719 м (абсолютные отметки – 1662,5–1677,5 м), получен приток воды с признаками нефти, расчётный дебит 11 м<sup>3</sup>/сут. на динамический уровень 900 м.

В скважине № 217 из интервала пласта получен фонтанный приток газа. Газонефтяной контакт установлен по результатам опробования и исследования скважины № 217 и принят на отметке 1580 м, что соответствует подошве коллектора в скважине, подтверждено расчётом по графику градиентов пластовых давлений (G), замеренных в скважине № 217, и нефтяной части залежи в скважине № 3 (рис. 2). Газожидкостный контакт отмечается также по некоторым характерным признакам по сейсмическим материалам в пределах изогипсы 1600 м.

Самая низкая абсолютная отметка, где получен приток чистой нефти, соответствует отметке нижнего отверстия интервала перфорации скважины № 227 – 1670 м.

Таким образом, за ВНК залежи принята отметка – 1670 м, что не противоречит результатам интерпретации ГИС и опробования скважин.

Газонефтяная залежь 3 блока пластовая, тектонически экранированная, с частичным литологическим ограничением на востоке. Размеры залежи 1,6×3,9 км, высота газовой шапки – 5 м, нефтяной оторочки – 90 м. Средняя насыщенная толщина пласта в блоке изменяется от 3,3 до 7,6 м.

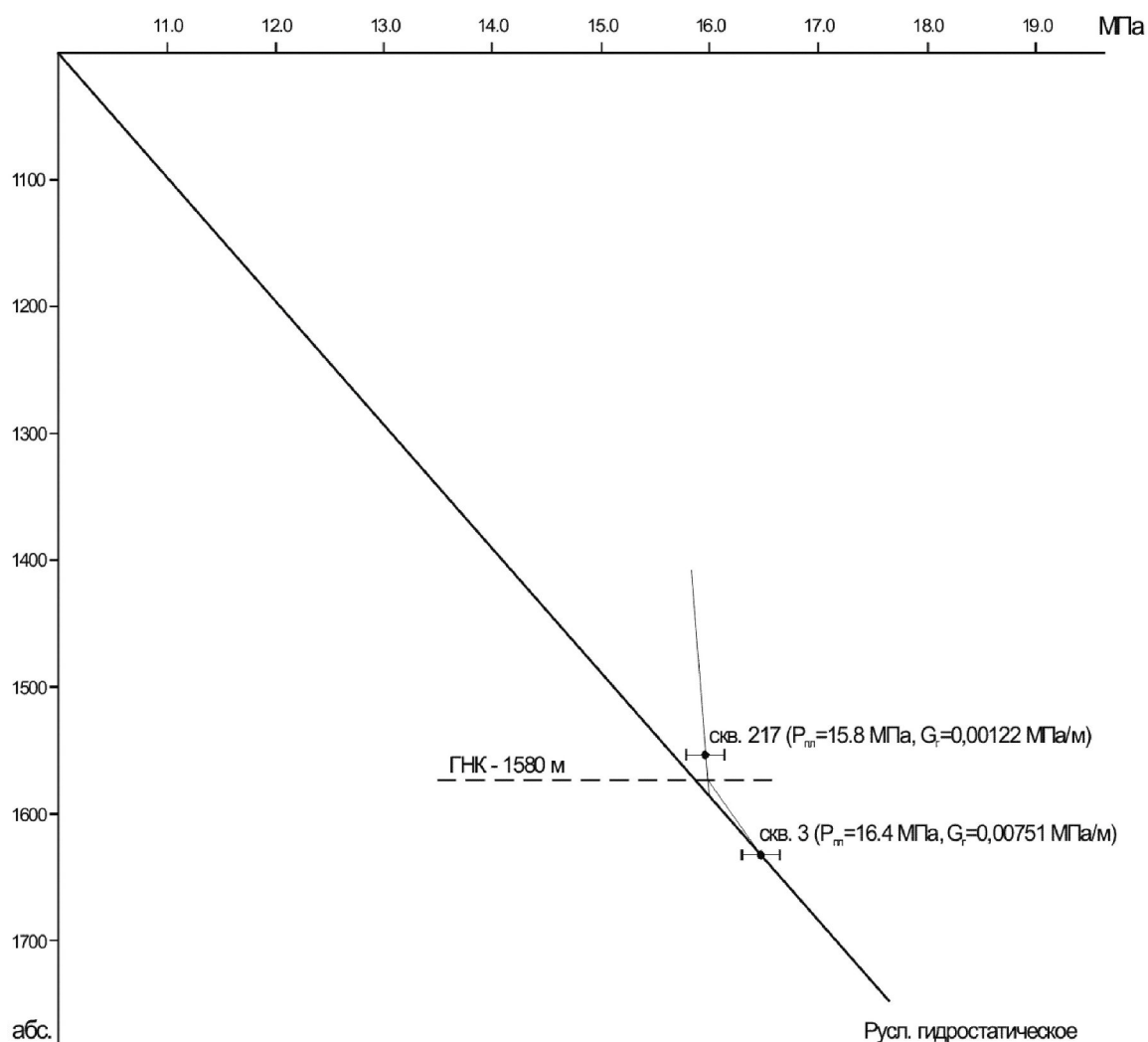


Рисунок 2 – График градиентов пластовых давлений газонефтяной залежи 3 блока XXI<sub>2</sub> пласта месторождения Одопту-море (Северный купол)

### Физико-литологическая характеристика пласта

На месторождении Одопту-море основной этаж продуктивности приурочен к отложениям нижненутовского подгоризонта, где выделено 18 алевроито-песчаных пластов (IX–XXVI) мощностью от 10 до 60 м. На северном куполе по результатам испытаний в скважинах №№ 1, 3 и 9 и всех наклонных установлена нефтеносность XX, XXI<sub>1</sub>, XXI<sub>2</sub> пластов, с которыми связаны основные разведанные залежи. По результатам опробования в скважине № 1 признаки нефтеносности установлены в XXV, XXVII (пильская свита) пластах.

Исследование отобранного керна проводилось в аналитической лаборатории «СахалинНИПИморнефть» по стандартной методике, которая включает ситовой шести- или семифракционный гранулометрический анализ, определение полной и открытой пористости (по керосину) (ОСТ 39-181-85), газопроницаемости (ГОСТ 26450.2-85).

Пласты XXI<sub>1</sub>, XXI<sub>2</sub> и XX, являющиеся основными продуктивными объектами на северном куполе месторождения Одопту-море, имеют крайне неоднородное в литологическом отношении строение.

Пласт XXI<sub>2</sub> изучен керном в скважине № 207г. КERN отобран в интервале 4078,00–4079,50 м (по стволу скважины), вынос составил 30 см. Образцы представлены средне-мелкозернистым песчаником тёмно-серого цвета с коричневым оттенком, массивным, нефтенасыщенным, под ультрафиолетовой лампой имеют ярко жёлтое равномерное свечение. Открытая пористость песчаников составляет 21,65–22,33 %, проницаемость –  $(518,58 \div 622,61) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

### Коллекторские свойства пород

Коллекторы XX и XXI пластов, основных продуктивных объектов северного купола месторождения Одопту-море, порового типа, представлены преимущественно песчаниками мелко-тонкозернистыми, тонко-мелкозернистыми и мелкозернистыми. Более крупные разности (средне-тонко-мелкозернистые) встречаются редко и в тонких прослоях. В зависимости от количества глинистого цемента, тонкопесчаной и мелкопесчаной фракции открытая пористость песчаников меняется от 13,87 до 25,16 %, проницаемость – от 4,1 до  $622,61 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, плотность от 1,91 до 2,25 г/см<sup>3</sup> (рис. 3).



Рисунок 3 – График зависимости между проницаемостью и пористостью

Наиболее емкими и проницаемыми коллекторами являются песчаники средне-тонко-мелкозернистые и тонко-мелкозернистые, которые имеют среднюю открытую пористость от 21,2 до 22,6 % и среднюю проницаемость  $(111,9 \div 202,9) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Структура порового пространства этих пород характеризуется широким развитием интергранулярных макропор. Поры имеют размер от 12 до 250 мкм при преобладании в области 50–120 мкм (замеры произведены в петрографических шлифах), хорошую сообщаемость, равномерное распределение. Высокая проницаемость обусловлена большим размером пор, их равномерным распределением, хорошей сообщаемостью, низким содержанием глинистого цемента (2–11 %) и аутигенных минералов (2–3 %). Среди глинистых минералов цемента преобладают каолиниты и гидрослюды.

Песчаники тонко-мелкозернистые с содержанием глинистой фракции 11–20 % и мелко-тонкозернистые песчаники с глинистостью 11–15 % имеют среднюю пористость 21,45 % и среднюю проницаемость  $49,16 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Структура порового пространства этих пород характеризуется преобладанием интергранулярных макропор размером 10–84 (при их вариации от 10 до 200 мкм) и их неравномерным распределением. Пониженные значения проницаемости по сравнению с первой группой связаны с повышенным количеством цемента, либо меньшим размером обломочных зёрен и меньшим размером пор. В составе цементов преобладают смешанослойные минералы и гидрослюды.

Песчаники мелко-тонкозернистые с количеством цемента более 15 % имеют среднюю пористость 19,5 % и среднюю проницаемость  $16,95 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Структура их порового пространства характеризуется преобладанием интергранулярных пор размером 10–24 мкм. Связь между порами плохая. Многие поры заполнены глинистым цементом и аутигенными минералами. Часто встречаются неэффективные внутри цементные микропоры. Низкие значения проницаемости обусловлены тонким размером обломочных зёрен и повышенным содержанием глинистого цемента, что привело к резкому уменьшению размера пор. В составе цемента присутствует монтмориллонит и смешанослойные минералы.

Глины, глинистые алевролиты и хлидолиты имеют пористость от 5,1 до 14,48 %, сложены монтмориллонитом и смешанослойными минералами. Их поровое пространство характеризуется развитием неэффективных микропор, приуроченных к глинистым цементам.

На рисунке 4 показана связь между глубиной залегания и пористостью глинистых пород, изученных в керне из Северного купола месторождения. По величине открытой пористости вычислены глубины максимального погружения пород. Величина эрозионного среза в скважине № 1 равна 1,1 км, в скважине № 3 – 1,0 км, в скважине

№ 9 – 1,35 км, в скважине № 201 – 1,8 км. До глубины максимального погружения 3 км открытая пористость глинистых пород составляет 10–14 %, ниже 6–11 % (рис. 5).

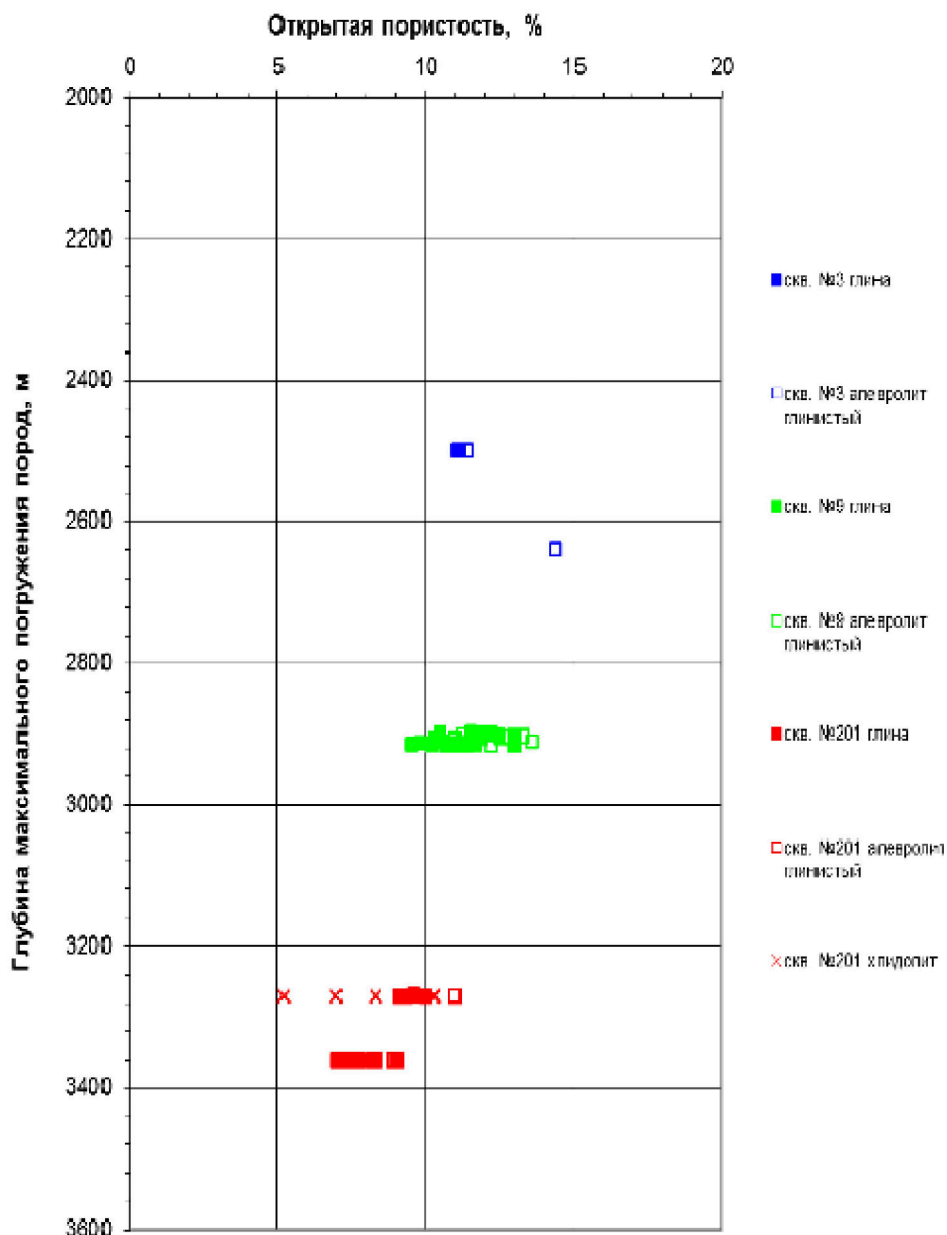


Рисунок 4 – График зависимости между открытой пористостью и глубиной максимального погружения пород

#### Физико-химическая характеристика нефти, газа и конденсата

Физико-химические свойства сепарированных нефтей и конденсатов XXI<sub>1</sub> и XXI<sub>2</sub>–XX<sub>2</sub> пластов охарактеризованы по результатам исследования 177 проб, отобранных в поверхностных условиях из 16 горизонтальных скважин (пробуренных в период с 1998 по 2006 гг.) и 2 вертикальных скважин №№ 1 и 3 (пробуренных с морской буровой платформы в 1977–1978 гг.).

Исследование пластовой нефти, отобранной из скважины № 3, было проведено в г. Даллас (США), рекомбинированных проб по скважинам №№ 209, 216 и 210 – в Аналитической лаборатории «СахалинНИПИморнефть» на установке АСМ-300 по ОСТ-39-112–80 методом ступенчатого разгазирования.

XXI<sub>2</sub> пласт. В поверхностных условиях исследованы пробы из 11 скважин: №№ 202, 201/203, 204, 205, 211, 212, 215, 216, 226 и 227.

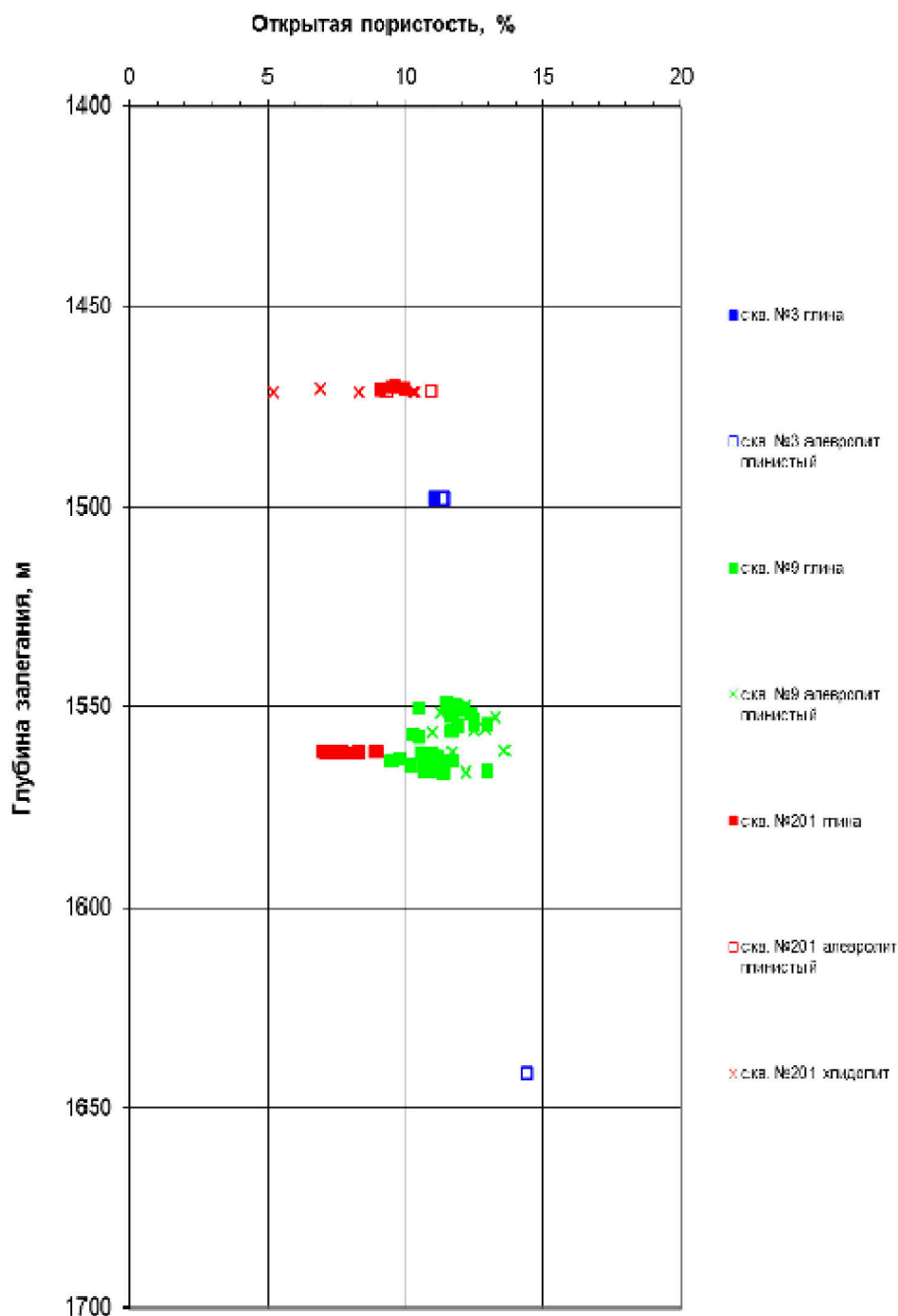


Рисунок 5 – График зависимости между открытой пористостью и глубиной залегания для глинистых пород

По площади структуры свойства нефтей XXI<sub>1</sub>–XXI<sub>2</sub> пластов достаточно стабильны. В поверхностных условиях плотность нефти изменяется от 0,841 (скважина № 204) до 0,866 г/см<sup>3</sup> (скважины №№ 216 и 226), в среднем по пласту составляет 0,855 г/см<sup>3</sup> и относится к средним, вязкость при 200 °С изменяется от 2,95 до 4,59 сСт (в среднем – 3,70 сСт). Температура начала кипения – 64–76 °С (в среднем 70 °С). Выход бензиновых фракций до 200 °С в среднем составляет 39 %, светлых фракций до 300 °С – 67 %. Нефть относится к малосернистым (0,29 %), малосмолистым (смола силикагелевых – 4,98 %, асфальтенов – 0,35 %), малопарафинистым (1,09 %). Содержание хлористых солей по определению в пробе нефти из скважины № 216 составляет 2,84 мг/дм<sup>3</sup>. Температура плавления парафина составляет 59 °С, застывания нефти – ниже – 20 °С.

В групповом углеводородном составе бензиновой фракции нефтей метановые углеводороды преобладают и содержатся в количестве 42,2 %, отношение М/Н равно 1,40.

Содержание ароматических углеводородов практически равно их содержанию в нефти XXI<sub>1</sub> пласта, а нафтеновых меньше – 30,2 %. Эти различия в групповом углеводородном составе не оказали существенного влияния на тип нефти и по классификации Ботневой Т.А. нефть XXI<sub>1</sub>–XXI<sub>2</sub> относится к метановой, к химическому типу по А.А. Петрову – А1 и промежуточному А1-А2. По физико-химическим свойствам (формула нефти по Т.А. Ботневой).

В 3 блоке свойства нефти в пластовых условиях изучены по пробе, отобранной в скважине № 216. Проба рекомбинировалась до давления насыщения равного пластовому (15,9 МПа) и исследована методом ступенчатого разгазирования.

Нефть в пластовых условиях имеет плотность 769 кг/м<sup>3</sup> и растворяет 79 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> газа относительной плотности 0,605. Объёмный коэффициент равен 1,194, коэффициент растворимости – 4,96 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>·МПа<sup>-1</sup>, коэффициент сжимаемости – 12·10<sup>-4</sup> МПа<sup>-1</sup> и вязкость динамическая – 0,81·10<sup>-3</sup> Па·с.

В скважине № 217 из пластового газа был получен легкий конденсат, который имеет плотность 0,763 г/см<sup>3</sup> (в среднем), вязкость 0,78 сП, закипает при 660 °С, выход бензиновых фракций до 200 °С составляет 90 %. Для конденсата характерны низкие содержания парафина (0,06 %), серы (0,02 %), силикагелевых смол (0,24 %), асфальтенов (0,02 %). По групповому углеводородному составу, согласно типизации И.С. Старобинца, конденсат относится к метано-нафтеновому типу, и содержит 48 % метановых, 39 % нафтеновых углеводородов. Исследования на газоконденсатность не проводились. Состав пластового газа получен на основе газа сепарации с введением расчётной доли углеводородов C<sub>5+</sub>. Расчётно-графическим путём определены коэффициент конденсатоотдачи (0,917), потенциальное содержание C<sub>5+</sub> (10 г/м<sup>3</sup>) и мольное соотношение «сухого» газа к пластовому – 0,998.

В составе газов содержится 90,3–95,3 % метана, 2,4–9,5 % тяжёлых углеводородов. Среди тяжёлых углеводородов основным компонентом является этан – 1,5–5,3 %, количество пропана составляет 0,4–1,6 %, бутанов – 0,3–1,5 %, пентанов 0,1–0,8 %, гексанов от следовых количеств до 0,4 %. Содержание гомологов метана убывает в ряду: C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> → C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> → C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> → C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>. Содержание азота не превышает 0,4 %, углекислого газа – 0,44 %. Исключением является газ из скважины № 1, в котором низкая (2,37 %) доля тяжёлых углеводородов и повышенное содержание азота – до 2 %. В изученных пробах не определялось содержание инертных газов и водорода, присутствие сероводорода не обнаружено.

Согласно геохимической классификации газов газонефтяных залежей по И.С. Старобинцу, растворённый газ XXI<sub>1</sub> и XXI<sub>2</sub>–XX<sub>2</sub> пластов относится к классу сухих и полужирных, газ низкоазотный, низкоуглекислый, не содержащий сероводорода.

### Подсчёт запасов нефти и газа

Подсчёт запасов нефти, растворённого в ней газа и газа газовой шапки произведён объёмным методом по известной формуле:

$$Q_{\text{бал}} = F \cdot h \cdot k_n \cdot \rho \cdot \theta \cdot k_p,$$

где  $Q_{\text{бал}}$  – балансовые запасы нефти в стандартных условиях, тонн;  $F$  – площадь нефтеносности;  $h$  – эффективная мощность нефтенасыщенной части пласта;  $k_n$  – коэффициент нефтенасыщенности пласта;  $\rho$  – плотность нефти в поверхностных условиях;  $\theta$  – пересчётный коэффициент;  $k_p$  – коэффициент пористости пласта.

Запасы нефти и газа подсчитаны по XX<sub>1</sub>, XX<sub>2</sub>, XX<sub>3</sub> и XXI<sub>1</sub> пластам.

Площадь нефтеносности определена по структурным картам кровли проницаемого пласта планиметрированием в пределах контуров нефтеносности, проведенных на основании отметок водонефтяного контакта по данным ГИС и опробования скважин. Эффективные нефтенасыщенные толщины определены как средневзвешенные по площади величины в пределах нефтяной и водонефтяной зон отдельно. Эффективные толщины определены по комплексу ГИС в скважинах в фактическом стволе (искривлённом) и пересчитаны на вертикальную проекцию с учётом углов наклона скважины и падения пластов.

Значения пористости по выполненному комплексу ГИС в скважинах определить невозможно, поэтому при оценке коэффициента пористости её величина принималась по аналогии с XX<sub>2</sub> и XXI<sub>1</sub> пластами и керновыми определениями из XX<sub>2</sub> (скважина № 201/203) и XX<sub>3</sub> (скважина № 3) пластов.

Расчётные значения коэффициента нефтенасыщенности  $k_{нас}$  определены по ГИС как средняя величина из средневзвешенных по толщине проницаемого прослоя значений нефтенасыщенности. При оценке нефтенасыщенности XX<sub>2</sub> и XX<sub>3</sub> пластов предпочтение отдано формуле для отложений с глинистостью слоистого типа. Близкие значения получены по ранее использованной для «дисперсных» коллекторов формуле и формуле Симманду. Значения  $k_{нас}$ , рассчитанные по формулам Комарова и Пупона-Леву, занижены.

Плотность нефти определена по результатам анализа сепарированной нефти. По XX<sub>1</sub>, XX<sub>3</sub> пластам плотность нефти принята по аналогии с XXI<sub>1</sub> пластом. Объёмный коэффициент нефти принят так же по аналогии с XXI<sub>1</sub> пластом, где были отобраны глубинные пробы нефти из скважин №№ 3 и 209. Пересчётный коэффициент принят как величина обратная объёмному коэффициенту.

Извлекаемые запасы нефти подсчитаны умножением балансовых запасов на коэффициент нефтеизвлечения. Коэффициент извлечения нефти определён на основании технико-экономических расчётов технологических показателей разработки по методике ВНИИ.

Запасы растворённого в нефти газа подсчитаны объёмным методом путём умножения запасов нефти на газонасыщенность пластовой нефти, которая определена по пробе пластовой нефти, отобранной из скважин №№ 3 и 209 (XXI<sub>1</sub> пласт).

Ниже приводятся параметры и результаты подсчёта балансовых и извлекаемых запасов нефти и растворённого в ней газа и газа газовой шапки XXI<sub>1</sub> пласта.

XX<sub>1</sub> пласт совместно опробован с XX<sub>2</sub> пластом в скважине № 210, в скважинах №№ 208, 204 и 209 продуктивность предполагается. Залежь развита только в присводовой части структуры и на западном крыле. Насыщенность коллектора принята равной 57 %, пористость 20 %, плотность нефти и объёмный коэффициент приняты по аналогии с XXI<sub>1</sub> пластом. По степени изученности запасы нефти залежи отнесены к категории С<sub>2</sub> и составили – 357 тыс. тонн (балансовые). Запасы растворённого газа – 36 млн м<sup>3</sup> (балансовые) при газонасыщенности 102 м<sup>3</sup>/т.

XX<sub>2</sub> пласт вскрыт на месторождении всеми пробуренными скважинами, по литологическому составу неоднороден. Продуктивность пласта установлена по материалам ГИС и керну, отобранному в скважине № 201/203 в интервале 4679–4697 м. По результатам лабораторных исследований керн представлен песчаником с хорошими ФЕС и с тонкими прослоями алевролитов и глин. Пласт опробован в скважинах №№ 1, 3 и 210 (совместно с XX<sub>1</sub>). По данным ГИС пласт нефтенасыщен в скважинах №№ 202, 201/203, 204, 205, 209, 208, 210, 211 и 215. На структурной схеме, построенной по кровле пласта, линия глинизации проведена по аналогии с XXI<sub>1</sub> пластом.

Залежь нефти пластовая, литологически ограниченная. Водонефтяной контакт проведён условно по границе отметки подошвы нижнего продуктивного прослоя в скважине № 211 и отметкой верхнего отверстия перфорации скважины № 3 на абсолютной глубине – 1505 м. Средняя величина пористости в пластовых условиях по данным лабораторных исследований керна и ГИС составляет 22,6 %; нефтенасыщенность – 64 %.

По степени изученности залежи, запасы отнесены к категории С<sub>2</sub> и составили: нефти – 10412/2603 тыс. тонн, растворённого газа – 1042/729 млн м<sup>3</sup>.

XX<sub>3</sub> пласт вскрыт всеми пробуренными на месторождении скважинами. В пределах купола литологически выдержан; коррелируется во всех скважинах. По материалам ГИС эффективная толщина пласта уменьшается в северо-восточном направлении. Форма пластового резервуара принята по данным детальным сейсморазведочных работ и подтверждена глубоким бурением.

Залежь нефти установлена по результатам бурения скважины № 201/203, где при вскрытии интервала 4996,3–5025,5 м (1505–1512 м абс.) были отмечены повышенные газопоказания. Залежь нефти пластовая, литологически ограниченная. В скважине



№ 3 из пласта был отобран керн (интервал 1631–1660 м), по результатам анализа которого, а также по данным ГИС определены расчётные значения пористости и нефтенасыщенности пласта коллектора равные 21,8 % и 57 % соответственно. Граница залежи проведена по подошве продуктивной по ГИС скважины № 211 – 1543 м. Расчётные значения эффективной нефтенасыщенной толщины определены, как средневзвешенные по площади величины, которые составили: для нефтяной зоны – 2,2 м, для водонефтяной 1,7 м. Остальные подсчётные параметры: плотность сепарированной нефти, пересчётный коэффициент, газонасыщенность приняты по аналогии с залежью XXI<sub>1</sub> пласта. Коэффициент извлечения нефти принят равным 0,25. Опробования залежи не проведено, запасы нефти и растворённого газа подсчитаны по категории C<sub>2</sub> и составили 3209/802 тыс. тонн, растворённого газа – 321/225 млн. м<sup>3</sup>.

XXI<sub>1</sub> пласт вскрыт всеми пробуренными на месторождении скважинами. Нефтенасыщенность пласта установлена по данным ГИС и доказана опробованием его в скважинах. На всех объектах проведены гидродинамические исследования, сняты кривые восстановления давления (КВД), замерены пластовые, забойные давления, пластовые температуры, дебиты нефти на различных штуцерах. В скважинах №№ 3 и 209 произведён отбор пробы пластовой нефти. По результатам освоения скважин 204 и 209 установлено наличие газовой шапки в залежи. Граница газоносности принята как среднеарифметическая величина между подошвой газонасыщенного прослоя в скважине № 204 и отметкой кровли скважины № 1 – 1471 м. В скважине № 209 подошва газового прослоя отмечена также на отметке – 1471 м. Выше указанная отметка принята за газонефтяной контакт.

Залежь пластовая, сводовая литологически ограниченная. Зона литологического замещения пласта-коллектора на северном, южном погружениях и восточном крыле структуры прогнозируется по результатам анализа материалов детальных сейсмических исследований.

Водонефтяной контакт проведён на абсолютной отметке 1710 м, что соответствует границе продуктивности, установленной по данным ГИС и опробования скважины № 9. Таким образом, границы залежи установлены достоверно по результатам опробования и сейсморазведочных работ. В принятых границах для подсчёта запасов выделены две зоны: нефтяная и водонефтяная. Эффективные нефтенасыщенные толщины, средневзвешенные по площади, составили: в нефтяной зоне – 5,8 м, в газонефтяной 6,6 м, в водонефтяной – 4 м. Коэффициенты пористости и нефтенасыщенности приняты по результатам интерпретации ГИС с учётом исследования керна и равны 0,21 и 0,60 соответственно.

Плотность нефти принята как среднеарифметическая из определений плотностей нефти по скважинам, вскрывшим XXI<sub>1</sub> пласт. Объёмный коэффициент определён по пробам пластовой нефти из скважин № 3 – 1,224, исходя из него пересчётный коэффициент – 0,817. Газонасыщенность пластовой нефти – 102 м<sup>3</sup>/т. Коэффициент нефтеизвлечения принят равным 0,25.

По степени изученности залежи запасы нефти и растворённого газа подсчитаны по категории C<sub>1</sub> и составили:

- нефти – 14084/3522 тыс. тонн;
- растворённого газа – 1436/301 млн м<sup>3</sup>;
- газа газовой шапки – 164 млн м<sup>3</sup>.

В целом начальные запасы нефти и растворённого газа по месторождению Одопту-море (Северный купол) составили:

- нефть (балансовые/извлекаемые), тыс. тонн:  
категория C<sub>1</sub> – 24853/6214, категория C<sub>2</sub> – 3209/802;
- растворённый в нефти газ (балансовые/извлекаемые) млн м<sup>3</sup>:  
категория C<sub>1</sub> – 2514/1760, категория C<sub>2</sub> – 321/225.

Запасы газа газовой шапки – 164 млн м<sup>3</sup> (категория C<sub>1</sub>).

### **Построение цифровой геологической модели**

Создание цифровой геологической модели (ЦГМ) месторождения Одопту-море (Северный купол) проведено с целью пересчёта запасов УВ с учётом новых данных о

геологическом строении, построения последующей гидродинамической и постоянно действующей геолого-технологической модели с целью повышения эффективности разработки месторождения. Для построения ЦГМ применялись пакеты программного обеспечения Petrel 2004 и Gocad 2004.

Исходными данными для моделирования являлись: отбивки границ продуктивных пластов, координаты устьев и инклинометрия скважин, структурные карты поверхностей, карты распределения пористости, песчаности, полученные из результатов обработки сейсмических данных по целевым горизонтам, результаты интерпретации комплекса каротажа, физико-литологические исследования керна, опробования пластов (выгруженные из программы Прайм). Месторождение по типу строения характеризуется последовательным согласным залеганием продуктивных пластов, нарушенных разломами с незначительным вертикальным смещением блоков.

Построение структурного каркаса модели проводилось по кровлям и подошвам продуктивных объектов:  $XX_{1-2}$ ,  $XX_2$ ,  $XX_3$ ,  $XXI_1$ ,  $XXI_2$ . Размеры ЦГМ выбирались из следующих условий:

- контура нефтеносности всех моделируемых пластов располагались в границах выбранной области;
- между контурами нефтеносности и границей области моделирования располагалось достаточное количество ячеек для моделирования притока воды (в цифровой фильтрационной модели).

Выбранные размеры области моделирования совпадают с границей лицензионного участка. С учётом используемой системы разработки месторождения размеры ячеек ЦГМ по латерали приняты 50 м.

При структурном моделировании были использованы отбивки маркеров, в качестве реперов использована отметка кровли пластов.

Из результатов интерпретации каротажа были получены маркеры пластов по всем скважинам. По сейсмическим поверхностям кровли пластов методом конвергентной интерполяции строились карты кровли. Для построения карт подошвы использовалась карта изохор по пласту: из карты кровли вычиталась карта изохор, а затем поверхность подтягивалась к маркерам подошвы аналогично кровле.

### **Параметры модели**

Созданная сетка имеет следующие характеристики: размер ячеек 50×50 м по горизонтали, по вертикали задано 150 слоёв. Толщина ячейки выбиралась с учётом толщин прослоев.

В результате получена средняя толщина ячейки по  $XX_{1-2}$ ,  $XX_2$ ,  $XX_3$ ,  $XXI_1$  пластам – 0,16 м (предел изменения 0,02–0,4 м), по  $XXI_2$  пласту – 0,12 м (предел изменения 0,12–0,03 м). Ориентация сетки производилась по сейсмическим профилям параллельно береговой линии, т.е. с углом 15,7 градуса в северо-западном направлении. Ячейки распределены 240×160×150 по осям I, J, K. В таблице 2 приведены параметры трёхмерной сетки.

**Таблица 2 – Параметры трёхмерной сетки**

Пласт	Число ячеек геологической модели	Размер ячейки ГМ (м)
$XX_{1-2}$ , $XX_2$ , $XX_3$	240×160×150	50×50×0,16
$XXI_1$	240×160×150	50×50×0,16
$XXI_2$	240×160×150	50×50×0,12

### **Моделирование свойств коллектора**

Литологическое моделирование основывалось на кривой литологии. Для создания дискретной кривой литологии использованы данные по пористости. В тех скважинах, где определения пористости не производились, использовались значения ФЛАГ (0 или 1) в зависимости от качественных определений по комплексу кривых гамма, нейтронного, плотностного каротажей, соответствующих пористому коллектору. В ре-

зультате полученной кривой литологии после распределения свойства в ячейках по стволу скважины, по площади залежи распределение проводилось с использованием метода последовательного Гауссова моделирования и кокрикинга с атрибутивной сейсмической картой эффективных толщин.

После ряда реализаций были подобраны радиусы вариограммы с расстояниями 5000 м и 4500 м по основному и перпендикулярному направлениям и углом 20 градусов на северо-восток. Вертикальная вариограмма с радиусом 16 м была получена из анализа каротажных данных.

Моделирование пористости производилось с учётом определений пористости в скважинах и карты пористости, полученной из атрибутивного сейсмического анализа, использованной как поверхность тренда параметра. Распределение ограничивалось значениями пористости от 18,5 % до 24,3 % в ячейках с песчаником, полученным из реализации литологии. Для  $XX_{1-2}$ ,  $XX_3$  пластов отсутствует возможность создания дискретной кривой литологии (недостаточно определений пористости): литологическое моделирование по ним основано на кривой литологии сходного по литологии  $XX_2$  пласта.

Нефтенасыщенность рассчитана из значений пористости, проницаемости и уровня зеркала свободной воды по  $J$ -функции (функции Леверетта от водонасыщенности).

Полученные статистические параметры модели в сопоставлении со скважинными данными приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Статические параметры модели

Параметр	Пласт	Куб (мин / макс / среднее)	Скважины (мин / макс / среднее)	Разница по средним значениям
Пористость	$XX_{1-2}$	0,140 / 0,268 / 0,208	0,100 / 0,268 / 0,200	0,04
	$XX_2$	0,185 / 0,243 / 0,205	0,185 / 0,243 / 0,211	-0,03
	$XX_3$	0,185 / 0,243 / 0,210	0,185 / 0,240 / 0,210	0
Проницаемость	$XX_{1-2}$	0 / 585 / 65	0 / 58 / 25	1,6
	$XX_2$	4 / 161 / 23	0 / 902 / 91	-0,74
	$XX_3$	4 / 160 / 35	0 / 202 / 38	-0,08
Нефтенасыщенность	$XX_{1-2}$	0,213 / 0,67 / 0,50	0,320 / 0,570 / 0,450	0,11
	$XX_2$	0 / 0,690 / 0,546	0 / 0,810 / 0,569	-0,04
	$XX_3$	0 / 0,677 / 0,500	0,200 / 0,730 / 0,510	-0,02

### Укрупнение модели

После создания секторных 3Д геологических моделей необходимо их привести к виду, пригодному для гидродинамического моделирования. Это проводится с целью уменьшения количества ячеек для приведения модели в соответствие с компьютерными вычислительными мощностями. Соответственно при уменьшении количества ячеек, необходимо ремасштабирование свойств исходной трёхмерной геологической модели. Для этих целей используются соответствующие алгоритмы укрупнения (апскейлинга).

В связи с не очень большим количеством ячеек в области моделирования по горизонтали (менее 40000) принято решение производить ремасштабирование только по вертикали. Укрупнение по вертикали проводилось с применением геостатистических разрезов по песчаности и пористости, представляющих собой графики зависимости средних значений этих параметров по слоям. На основании этого производился анализ неоднородностей тех или иных частей разреза по вертикали. По точкам перегиба кривых выделялись границы совокупности слоёв для их укрупнения в один слой. В результате каждый пласт в моделях укрупнялся по вертикали до 8 слоёв.

Ремасштабирование свойств в новую укрупненную сетку производилось с использованием различных алгоритмов апскейлинга. Для свойства песчаности применялся алгоритм арифметического осреднения с привлечением методики взвешивания на объём ячейки, в которой производится масштабирование свойств. Апскейлинг пористости включал в себя тот же алгоритм арифметического осреднения в ячейках коллектора с использованием методики взвешивания на объём ячейки.

Укрупнение проницаемости производилось с использованием динамических методов апскейлинга, позволяющих учитывать связность соседних ячеек путём решения уравнения для однофазного потока в области ремасштабирования. В результате на выходе для укрупнённой модели получаем значения проницаемости в трёх ортогональных направлениях.

Значения проницаемости в модели нормировались на данные проницаемости по добыче. В результате полученные модели удовлетворяют всей совокупности геолого-геофизических данных и данных добычи.

Контроль качества апскейлинга производился путём построения карт продуктивности эффективных толщин.

Укрупнённая модель была передана на стадию гидродинамического моделирования.

### Анализ текущего состояния разработки

Пробная эксплуатация месторождения начата с 1998 года согласно технико-экономических расчётов освоения Северного купола месторождения и индивидуальных планов на скважину. Разработка залежей XXI пласта осуществлялась на естественном режиме (рис. 6).

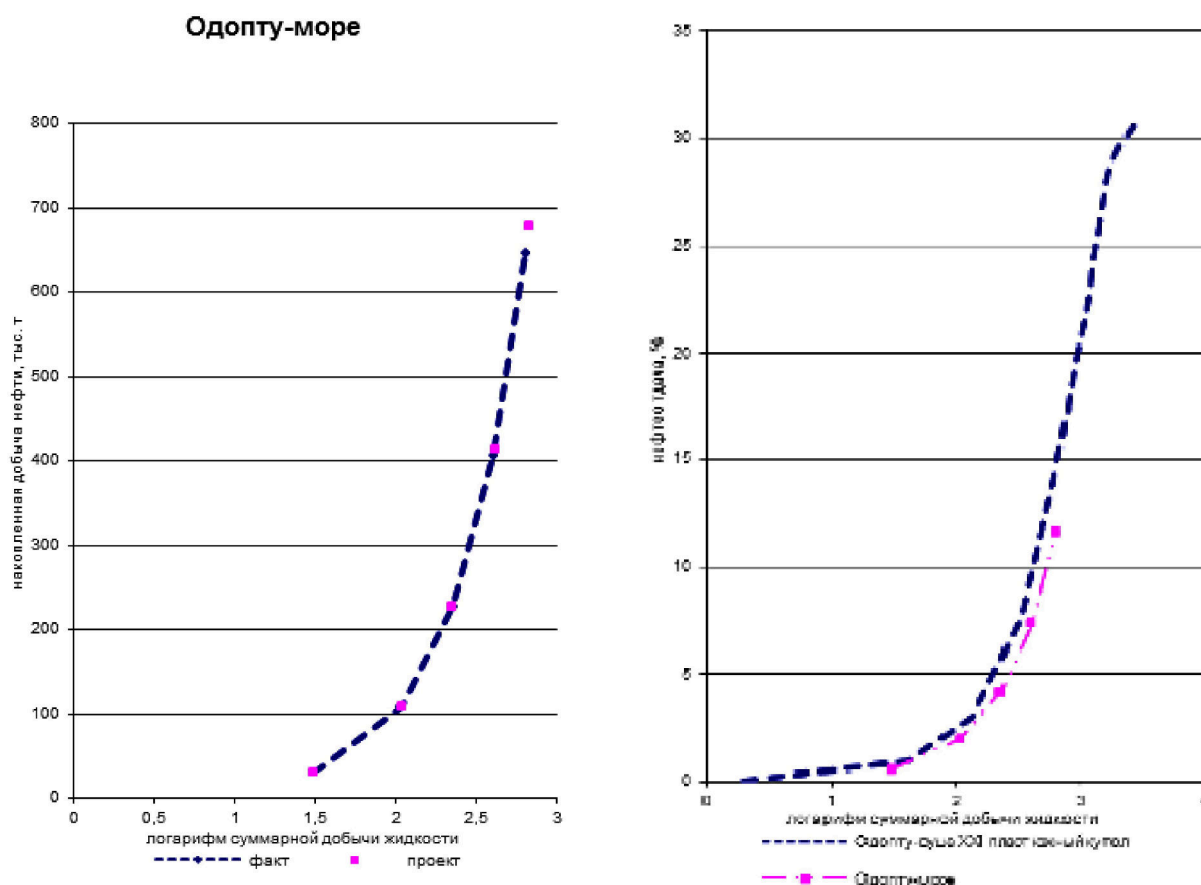


Рисунок 6 – Сопоставление проектных и фактических показателей добычи жидкости XXI пласта Северного купола, а также сопоставление с показателями вытеснения по залежи XXI пласта месторождения Одопту-суша, южный блок

Из 6 выделенных эксплуатационных объектов в пробной эксплуатации находились три объекта в пределах XXI пласта и один объект, объединяющий пласты XX<sub>1-2</sub> и XX<sub>2</sub> в 1 блоке. Залежи XX<sub>3</sub> пласта, 2 и 3 блоков XX<sub>2</sub> пласта в эксплуатации не участвуют.

### Эксплуатационные объекты XXI пласта

Разбуривание эксплуатационных объектов XXI пласта осуществлено по треугольной сетке с расстояниями между скважинами 1000 м ( $S_1 = 87 \cdot 104 \text{ м}^2/\text{скв.}$ ).

### 1 объект (1 блок)

В пробной эксплуатации находится с 1998 года.

Пробуренный фонд скважин для разработки данного блока составил 5 скважин.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин – 3, все действующие. В наблюдении находится скважина № 210 с целью сохранения пластовой энергии газовой шапки.

Скважины вступали в эксплуатацию фонтанным способом с дебитом от 73 до 212 тонн/сут. В процессе эксплуатации по скважинам отмечается снижение дебита в связи с падением пластового давления. За 2005 год среднесуточный дебит одной скважины составил по нефти 80,3 тонн/сут., по жидкости 82,3 тонн/сут.

Текущая обводнённость продукции составила 2,3 %.

В процессе разработки отмечается увеличение газового фактора с 108 (начальное газосодержание по объекту) до 406 м<sup>3</sup>/т в 2003 году. В течение 2004-2005 гг. происходит его снижение до 263 м<sup>3</sup>/т в 2005 году.

Максимальный годовой отбор нефти был достигнут в 2002 году и составил 164,5 тыс. тонн, период стабильной добычи 2 года.

За 2005 год добыто 113,1 тыс. тонн нефти, 2,7 тыс. м<sup>3</sup> воды и 29,8 млн м<sup>3</sup> попутного газа. Годовой темп отбора нефти составил 2,6 % от начальных балансовых запасов.

За весь период разработки из залежи отобрано 867,6 тыс. тонн нефти, 7,8 тыс. м<sup>3</sup> воды и 227,4 млн м<sup>3</sup> попутного газа. Текущая нефтеотдача составила 19,7 %.

Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин – 1. Среднесуточная приёмистость 255 м<sup>3</sup>/сут. Всего закачено 4,6 тыс. м<sup>3</sup> воды.

### 2 объект (2 блок)

В пробной эксплуатации находится с 2000 года.

Пробуренный фонд скважин для разработки блока составил 6 скважин, из которых одна нагнетательная скважина (скважина № 224) находящаяся в отработке на нефть.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин – 6, все действующие. Скважины вступали в эксплуатацию фонтанным способом с дебитом от 74,3 до 331,6 тонн/сут. Исключение составляет скважина № 224, введенная в 2005 году механизированным способом с дебитом нефти 75,3 тонн/сут. В процессе эксплуатации по скважинам отмечается снижение дебита в связи с падением пластового давления. За 2005 год среднесуточный дебит одной скважины составил по нефти 85,5 тонн/сут., по жидкости 86,5 тонн/сут.

Текущая обводнённость продукции составила 1,2 %.

В процессе разработки отмечается увеличение газового фактора со 108 (начальное газосодержание) до 527 м<sup>3</sup>/т в 2002 году. В течение 2003–2005 гг. происходит его стабилизация на уровне 370–409 м<sup>3</sup>/т в 2005 году.

Максимальный годовой отбор нефти был достигнут в 2004 году и составил 246,2 тыс. тонн, период стабильной добычи 1 год.

За 2005 год добыто 167,1 тыс. тонн нефти, 2 тыс. м<sup>3</sup> воды и 68,4 млн м<sup>3</sup> попутного газа. Годовой темп отбора нефти составил 1,7 % от начальных балансовых запасов.

За весь период разработки из залежи отобрано 792,1 тыс. тонн нефти, 2,1 тыс. м<sup>3</sup> воды и 290,2 млн м<sup>3</sup> попутного газа. Текущая нефтеотдача составила 8,0 %.

### 3 объект (3 блок)

В пробной эксплуатации находится с 2004 года.

Пробуренный фонд скважин для разработки блока составил 6 скважин.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин – 5, все действующие. Скважина № 217 находится в наблюдательном фонде с целью контроля за поведением пластового давления в газовой шапке.

Скважины вступали в эксплуатацию механизированным способом с дебитом 233–295 тонн/сут. За 2005 год среднесуточный дебит одной скважины составил по нефти и по жидкости 227 тонн/сут.

Газовый фактор сохраняется в течение 2004–2005 гг. на уровне 291–305 м<sup>3</sup>/т.

Максимальный годовой отбор нефти был достигнут в 2005 году и составил 236,2 тыс. тонн, период стабильной добычи 1 год.

За 2005 год добыто 167,1 тыс. тонн нефти и 72 млн м<sup>3</sup> попутного газа. Годовой темп отбора нефти составил 3,1 % от начальных балансовых запасов.

За весь период разработки из залежи отобрано 339 тыс. тонн нефти и 101,8 млн м<sup>3</sup> попутного газа. Текущая нефтеотдача составила 4,4 %.

На месторождении по состоянию на 01.01.2006 г. пробурены 22 скважины различных категорий, в том числе 5 поисково-разведочных, 17 эксплуатационных.

Эксплуатационный фонд составлял 15 добывающих скважин, в том числе по XXI пласту – 14, по XX пласту – 1. Из числа добывающих скважин одна нагнетательная скважина (скважина № 224) находится в отработке на нефть. Скважины XXI пласта эксплуатируются механизированным способом (ЭЦН); XX пласта – фонтанным способом. Наблюдательный фонд составляет 1 скважину.

Всего с начала разработки по месторождению добыто 2006,9 тыс. тонн нефти, 10 тыс. м<sup>3</sup> воды и 622 млн м<sup>3</sup> попутного газа. За 2005 год из недр месторождения добыто 521,7 тыс. тонн нефти, 4,9 тыс. м<sup>3</sup> воды и 171,3 млн м<sup>3</sup> попутного газа.

В декабре 2005 года под нагнетание переведена скважина № 204 (залежь 1 блока XXI пласта). Всего закачено 4,6 тыс. м<sup>3</sup> воды.

### Литература:

1. Арешев Е.Г., Лавренников В.А., Алексеев С.Б. Техничко-экономическое обоснование коэффициента нефтеизвлечения по месторождению Одопту-море. – Южно-Сахалинск, 1984. – 55 с.
2. Игумнов В.И. Технологическая схема разработки месторождения Одопту-море. – Южно-Сахалинск : фонды «СахалинНИПИморнефть», 2006. – 85 с.
3. Коблов Э.Г., Стыценко Т.Л. Анализ результатов, обоснование и планирование геологоразведочных работ по ОАО «НК «Роснефть» – Сахалинморнефтегаз». – Южно-Сахалинск : «СахалинНИПИморнефть», 2004. – 201 с.
4. Отчётный баланс запасов нефти, горючих газов и конденсата за 2008 год. – Южно-Сахалинск : ООО «РН - СахалинНИПИморнефть», 2009. – 112 с.
5. Отчёты о разработке нефтяных и газовых месторождений НГДУ «Оханефтегаз» за 1997–2005 гг. – Южно-Сахалинск : Фонды СахалинНИПИморнефть. – 126 с.
6. Стыценко Т.Л., Игумнов В.И. Пересчёт запасов нефти и газа месторождения Одопту-море (Северный купол) (по состоянию на 01.01.2006 г.). – Южно-Сахалинск : ООО «РН-СахалинНИПИморнефть», 2006. – 96 с.
7. Геологическое строение, нефтегазоносность и анализ разработки газоконденсатно-нефтяного месторождения Одопту-море (Северный купол) XXI пласта. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b3bd78a4c53a88521216c26\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b3bd78a4c53a88521216c26_0.html)
8. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
9. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.]. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
12. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
13. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика: монографія. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.
14. Жданов М.А. Нефтепромысловая геология и подсчёт запасов нефти и газа. – М. : Издательство Недр, 1970. – 488 с.
15. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
16. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
17. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.

18. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
19. Савенок О.В., Лешкович Н.М., Мажник В.И. Анализ обводнённости и методы ограничения водопритоков в нефтегазодобывающих скважинах месторождений острова Сахалин : Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) : в 5 томах / сборник статей под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 255–260.
20. Лапотников А.Г., Котельников А.С., Аппо Ёао Коссону. Геологическое строение, перспективы нефтегазоносности и проект разведочного бурения на месторождении Пильтун-Астохское : Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) / сборник статей под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018.

## References:

1. Areshev E.G., Lavrennikov V. A., Alekseev S.B. The feasibility study on coefficient of petroextraction on the Odoptu-more field. – Yuzhno-Sakhalinsk, 1984. – 55 p.
2. Igumnov V.I. Technological scheme of mining Odoptu-more. – Yuzhno-Sakhalinsk : Sakhalinnipimorneft funds, 2006. – 85 p.
3. Koblov E.G., Stytsenko T.L. Analysis of results, justification and planning of exploration works on JSC Rosneft – Sakhalinmorneftegaz. – Yuzhno-Sakhalinsk: Sakhalinnipimorneft, 2004. – 201 p.
4. Reporting balance of reserves of oil, combustible gases and condensate for 2008. – Yuzhno-Sakhalinsk : LLC RN-Sakhalinnipimorneft, 2009. – 112 p.
5. Reports on development of oil and gas fields of NGDU of Okhaneftegaz for 1997–2005 – Yuzhno-Sakhalinsk : Sakhalinnipimorneft funds. – 126 p.
6. Stytsenko T.L., Igumnov V.I. Recalculation of reserves of oil and gas of the Odoptu-more field (Northern dome) (as of 1/1/2006). – Yuzhno-Sakhalinsk : LLC RN-Sakhalinnipimorneft, 2006. – 96 p.
7. Geological structure, oil-and-gas content and analysis of development of the gas-condensate and oil Odoptu-more field (Northern dome) of the XXI layer. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b3bd78a4c53a88521216c26\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b3bd78a4c53a88521216c26_0.html)
8. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields: manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
9. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions / A.I. Bulatov [etc.]. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – V. 1–4.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – V. 1–4.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.
13. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Osvoennyya naftovikh i gazovikh sverdlavin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spolom, 2018. – 476 p.
14. Zhdanov M.A. Oil-field geology and calculation of reserves of oil and gas. – M. : Publishing house Nedra, 1970. – 488 p.
15. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 274 p.
16. Search, reconnaissance and operation of oil and gas fields : manual / V.V. Popov [etc.]. – Novochoerkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
17. Geophysical researches and works in wells : manual / V.V. Popov [etc.]. – Novochoerkassk : Lik, 2017. – 326 p.
18. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of results of hydrodynamic researches : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOU VO «KubGTU», 2017. – 203 p.
19. Savenok O.V., Leshkovich N.M., Mazhnik V.I. The analysis of water content and methods of restriction of water inflows in oil and gas extraction wells of fields of the island of Sakhalin : Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017): in the 5th volumes / collection of articles under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: Publishing house – the South, 2017. – V. 2: Development of oil and gas fields. – P. 255–260.
20. Lapotnikov A.G., Kotelnikov A.S., Appo Yao Kosson. A geological structure, prospects of oil-and-gas content and the project of prospecting drilling on the Piltun-Astokhskiye field : Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) / the collection of articles under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2018.