



УДК 550.822.7

## ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ПРОЕКТ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ПИЛЬТУН-АСТОХСКОЕ

### GEOLOGICAL STRUCTURE, OIL AND GAS PERSPECTIVES AND A DESIGN OF EXPLORATION DRILLING ON THE PILTUN-ASTOKHSKOYE FIELD

**Лапотников Андрей Геннадьевич**

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

**Котельников Александр Сергеевич**

студент-магистрант,  
Институт Нефти, газа и энергетики  
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный  
технологический университет»  
9183315000@mail.ru

**Аппо Йао Коссону**

студент,  
Институт Нефти, газа и энергетики  
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный  
технологический университет»  
yaokossonouappoh@hotmail.fr

**Аннотация.** В статье рассмотрено геологическое строение, перспективы газоносности и проект разведочного бурения на месторождении Пильтун-Астохское. Приведены сейсморазведка (сейсмологические условия и интерпретация сейсмических материалов) и геофизические исследования скважин, описана методика поисково-разведочных работ на шельфе Сахалина. Показано обоснование размещения поисковых скважин, обоснование размещения разведочных скважин, обоснование максимального значения зенитного угла, обоснование выбора конструкции скважин на Пильтун-Астохском месторождении, а также обоснование видов и способов бурения. Даются рекомендации для бурения двух разведочных скважин №№ 1-Р и 2-Р на Астохской площади.

**Ключевые слова:** интерпретация сейсмических материалов; геофизические исследования скважин; методика поисково-разведочных работ; обоснование размещения поисковых скважин; обоснование размещения разведочных скважин; организация и проведение буровых работ; обоснование выбора конструкции скважин.

**Lapotnikov Andrey Gennadievich**

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

**Kotelnikov Alexander Sergeevich**

Masters' Student  
Institute of Oil, Gas and Energy of  
Kuban state technological university  
9183315000@mail.ru

**Appoh Yao Kossonou**

Student,  
Institute of Oil, Gas and Energy of  
Kuban state technological university  
yaokossonouappoh@hotmail.fr

**Annotation.** The article considers the geological structure, prospects of gas content and the exploration drilling project at the Piltun-Astokhskoye field. Seismic surveys (seismological conditions and interpretation of seismic materials) and geophysical studies of wells are presented, and a technique for prospecting and exploration on the shelf of Sakhalin is described. The rationale for the placement of exploratory wells, the rationale for the placement of exploratory wells, the justification for the maximum value of the zenith angle, the rationale for choosing the well design at the Pil' tun-Astokhskoye field, as well as the rationale for the types and methods of drilling are shown. Recommendations are given for drilling two exploratory wells №№ 1-P and 2-P on the Astokhskoye area.

**Keywords:** interpretation of seismic materials; well logging; method of prospecting; substantiation of placement of prospecting wells; substantiation of placement of exploratory wells; organization and carrying out of drilling works; justification of choice of well design.

Пильтун-Астохское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на Северо-Восточном шельфе Сахалина, на широте южного окончания Пильтунского залива, на расстоянии 15–20 км от береговой линии (рис. 1).

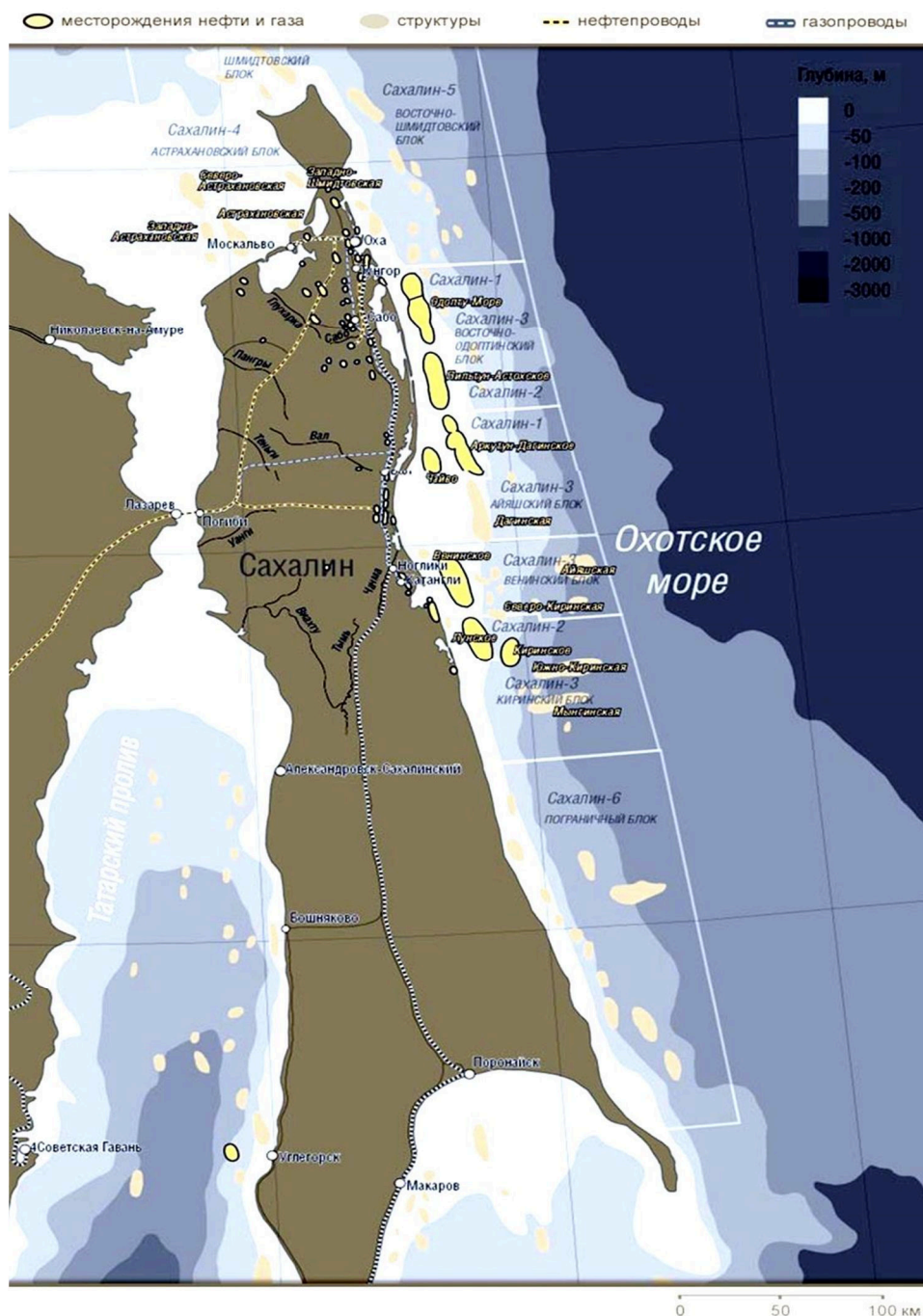


Рисунок 1 – Карта размещения месторождений Северного Сахалина

В административном отношении данный участок шельфа входит в состав Охинского и Ногликского районов Сахалинской области. Ближайшим населённым пунктом на сопряжённой суше является г. Оха, расположенная в 90 км к северу.

Инженерно-геологические условия Пильтун-Астохского месторождения характеризуются как сложные, ввиду наличия погребённых палеодолин, сложного строения металогических комплексов, довольно высокой сейсмоопасностью и активного проявления мезодинамических процессов. Акватория месторождения находится в зоне транзита осадочного материала. На дне выявлены подводные гряды с подвижными мезоформами рельефа дна – песчаными валами амплитудой 1–4 м.

Ледовый режим в районе месторождения сложный. Вдоль береговой линии образуется ледяной припай, в пределах которого часто происходит торшение льда высотой до 5–6 м.

Дрейфующий лёд мощностью 1,5–2,0 м образует отрывные поля, перемещающиеся вдоль берега острова с севера на юг со скоростью 0,1–1,67 м/сек, что препятствует бурению скважин с ПБУ в зимнее время (в течение 6–6,5 месяцев) и создаёт опасность для стационарных платформ.



## Нефтегазоносность

Залежи нефти, газа и конденсата на площади Пильтун-Астох залегают в песчаных пластах и песчано-алевритовых пластах-коллекторах нижненутовского подгоризонта (верхний миоцен) на глубинах 1400–2400 м. В структурном отношении залежи углеводородов контролируются мегантиклиналью, включающей три брахиструктуры: Пильтунскую, Южно-Пильтунскую, Астохскую.

Геологическое строение месторождения осложняется как наличием литологических замещений или тектонических свойств продуктивных пластов. Залежи нефти и газа относятся к классу структурных, к группе антиклинальных и куполовидных структур; подгруппе сводовых, пересеченных или экранлируемых разрывными нарушениями и зонами литологического замещения или выклинивания пород коллекторов.

Месторождение относится к многопластовым, как как в разрезе установлено опробованием и прогнозируется по ГИС 15 продуктивных пластов, содержащих залежи нефти, газа и конденсата. Залежи подразделяются на:

- 1) нефтяные (Н);
- 2) газовые (Г);
- 3) газоконденсатные (ГК);
- 4) нефтегазоконденсатные (НГК);
- 5) газоконденсатнонефтяные (ГКН).

В нефтегазоконденсатных (НГК) залежах газовая шапка превышает по объёму нефтяную оторочку, а в газоконденсатнонефтяных (ГКН) залежах (т.е. в нефтяных с газоконденсатной шапкой) основная по объёму часть залежи нефтяная. Нефтяные (Н) залежи содержат только нефть с растворенным газом. Разделение залежей на газовые (Г) и газоконденсатные (ГК) произведено по содержанию в газе конденсата. Газовые залежи содержат незначительное количество конденсата ( $< 10 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ). При разработке газоконденсатных залежей и шапок (в результате снижения давления) из добываемого пластового газа выделяется конденсат. Содержание его в залежах Пильтун-Астоха колеблется от  $55 \text{ г}/\text{м}^3$  (XII пласт) до  $190 \text{ г}/\text{м}^3$  (XXV пласт).

Залежи размещены по участкам следующим образом:

*Пильтунский участок – 21 залежь.*

- 1а блок – одна газоконденсатная (ГК) – пласт XIX<sub>1</sub>;
- I блок – 12 залежей:
  - 3 газовые (Г) – пласт XII, XIII–XIV, XVI–XVII;
  - 4 нефтегазоконденсатные (НГК) – пласт XVII, XX1<sub>1</sub>, XX1<sub>2</sub>, XX1<sub>3</sub>;
  - 5 газоконденсатнонефтяных (ГКН) – пласт XX<sub>1</sub>, XXII<sub>1-2</sub>, XXII<sub>3</sub>, XXIII, XXIV<sub>2</sub>;
- II блок – 8 залежей:
  - 1 газовая (Г) – пласт XII;
  - 3 газоконденсатные (ГК) – пласт XVIII, XXII<sub>1-2</sub>, XXIII;
  - 2 нефтегазоконденсатные (НГК) – пласт XXI<sub>1</sub>, XXI<sub>3</sub>;
  - 4 газоконденсатнонефтяные (ГКН) – пласт XIX<sub>1</sub>, XXI, XX1<sub>2</sub>, XXI<sub>3</sub>.

*Астохский участок – 4 залежи:*

- 1 нефтяная (Н) – пласт XXI<sub>1</sub>;
- 2 газоконденсатные (ГК) – пласты XXIV<sub>1</sub>, XXV;
- 1 нефтегазоконденсатная (НГК) – пласт XXIII.

По площади продуктивности, ограниченной внешними контурами нефте- или газоносности, залежи разделены на малые (до  $10 \text{ км}^2$ ) – 5 залежей; средние (от 10 до  $50 \text{ км}^2$ ) – 24 залежи; большие ( $50 \text{ км}^2$ ) – 6 залежей. Залежи по дебиту до 25 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут.}$ ; малодобитные – газовые от 25 до 100 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут.}$ ; среднедобитные – нефтяные залежи по дебиту от 7 до 25 тонн/сут., газовые от 100 до 500 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут.}$ ; высокодобитные – нефтяные от 25 до 200 тонн/сут., газовые залежи по дебиту от 500 до 1000 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут.}$

По величине начальных пластовых давлений (МПа) преобладают залежи с высоким давлением от 13 МПа (XII пласт) до 23 МПа (XXV пласт).

Определение абсолютных отметок водонефтяных (ВНК), газодляных (ГВК) и газонефтяных (ГНК) контактов проводилось по результатам опробования скважин и данным ГИС. Для большинства залежей при опробовании скважин были установлены в скважинах нижние границы газоносности (НГГ) или же нижние границы нефтеносности (НГН), проведённые по абсолютным отметкам нижних отверстий перфорации с учётом границ продуктивных (по ГИС) прослоев.

### Геологическое строение нефтегазоконденсатного месторождения по данным сейсморазведки, ГИС и глубокого бурения

*Сейсморазведка*

В результате бурения поисковых и разведочных скважин установлено, что миоцен-плиоценовые отложения изучаемого разреза представлены толщей терригенных образований: песчаников, глин и алевролитов. Чередование относительно маломощных пластов с различными физи-



ческими характеристиками предопределяет условия формирования достаточно устойчивых сейсмических отражений различной интенсивности и протяжённости. Прослеживаемость сейсмических границ в пределах структуры определяется, главным образом, литологическим составом и возрастом пород, степени их катагенического преобразования.

#### *Сейсмологические условия*

В геологическом разрезе изучаемого района выделены отложения мезозойского «фундамента» и кайнозойского осадочного чехла. Стратиграфический разрез района и Пильтун-Астохского месторождения в целом подразделены следующим образом снизу – вверх.

- мачигарский горизонт (олигоцен, мощность 50 м);
- даехуринский горизонт (олигоцен, мощность 650 м);
- уйнинский горизонт (нижний миоцен, мощность 120 м);
- дагинский горизонт (средний – нижний миоцен, мощность 1800 м);
- окобыкайский горизонт (средний миоцен, мощность 190 м);
- нутовский горизонт (верхний миоцен-плиоцен, мощность 2800 м);
- четвертичные отложения (мощность 30 м).

#### *Интерпретация сейсмических материалов*

Интерпретация и структурные построения выполнялись практически по всем продуктивным пластам (XII–XXV), вскрытых поисково-разведочными скважинами. При визуальном анализе временных разрезов основное внимание уделялось изучению динамических характеристик отражений: изменению частоты и формы сигнала, непрерывности отражений, геометрическим элементам волновой картины. Параллельно с этим привлекались результаты скоростного, так и количественные данные динамического анализа, которые в сочетании с результатами интерпретации данных ГИС позволяли выделить более устойчивые критерии при интерпретации материалов и изучении закономерностей распределения физических характеристик пластов-коллекторов.

Использование перечисленной информации сделало возможным выделить на временных разрезах и в плане несколько градаций, связанных с литологическими изменениями пластов:

- границы регионального литологического замещения;
- границы литологических экранов (локальные);
- границы выклинивания пластов;
- границы литологических тел.

Основные черты строения изучаемого разреза отложений, закономерности трендов развития пласта позволяет разделить их на две группы, условия формирования в которых резко различны: верхняя пачка пласта – пласты XII–XIX<sub>1</sub> и нижняя пачка – пласты XXI<sub>1</sub>–XXV. Смена условий осадконакопления происходит по уровню XXI<sub>1</sub> пласта.

Верхний интервал, включающий пачку пластов XII–XIX<sub>1</sub>, развит практически по всей площади (за исключением XVII<sub>1</sub>–XIX<sub>1</sub> пластов, выклинивающихся на запад). Мощность интервала относительно выдержанная, что свидетельствует о стойкости структурно-тектонической обстановки в период формирования отложений.

Характер волновой картины и результаты интервального анализа энерго-частотных характеристик сейсмических разрезов свидетельствует о фиксируемой зональности строения (литологических свойств) выделенного интервала разреза. Так, в пределах восточного крыла Пильтунской структуры рассматриваемый интервал характеризуется аномальными значениями амплитуд отражений, что свидетельствует о существенной дифференциации физических характеристик разреза. Распределение энерго-частотных характеристик коррелируется с изменением интервальных скоростей – уменьшение  $V_{интер}$  соответствует увеличению амплитуд отражений.

При построении карт изохрон, карт средних скоростей, карт амплитуд и структурных карт выбор параметров радиуса влияния, фильтрации и т.д. осуществляется путём их тестирования и сопоставления результатов построения с контрольными точками (скважинная информация).

Для Пильтун-Астохского месторождения решены структурные задачи по всем продуктивным пластам.

#### *Геофизические исследования скважин*

На месторождении был выполнен значительный объём промыслово-геофизических исследований как отечественным комплексом, так и аппаратурой «Dresser Atlas». В скважинах с отечественным комплексом ГИС выполнены следующие виды каротажа: стандартный, БКЗ, ПС, кавернометрия, микрокавернометрия, термокартаж, микрозондирование, микробоковой, боковой, индукционный, радиоактивный, газовый.

Комплекс ГИС, проводимый аппаратурой «Dresser Atlas», включает следующие виды каротажей:

- двойной боковой каротаж (БК) зондом с большим радиусом исследования БКБ и зондом с малым радиусом исследования БКМ;
- боковой микрокаротаж (БМК);



- каротаж ПС;
- нейтронный каротаж (ПК);
- плотностной гамма-каротаж;
- акустический каротаж (АК);
- профилометрия; гамма-каротаж (ГК).

Комплекс ГИС является достаточно информативным и в большинстве случаев позволил достаточно уверенно выделить в разрезе скважин продуктивные пласты, оценить их характер насыщения, определить коэффициенты пористости, нефтегазонасыщенности и эффективные толщины.

Коллекторские свойства пород изучались на образцах керна, отобранного в каждой скважине из различных пластов.

Наряду с изучением пластов-коллекторов внимание уделялось также изучению вмещающих глинистых пород. Наличие керна практически в каждой скважине из продуктивных пластов и покрышек, в большинстве случаев его 100 % вынос, позволило довольно полно изучить характеристики пластов-коллекторов, установить закономерности изменения коллекторских и фильтрационных свойств, построить петрофизические зависимости для определения параметров, оценить нижние пределы пористости, глинистости.

Ниже приводятся результаты оценки продуктивности XXI пласта, обоснование абсолютных отметок разделов «нефть – вода», «нефть – газ», характеристика неиспытанных отложений по данным Каротажа и оценка их продуктивности.

Пласт XXI<sub>1</sub> в пределах месторождения содержит одну газоконденсатную (ПС) и две нефтегазо-конденсатные (НГК) залежи. Пласт сложен несколькими прослоями коллекторов, изменяющихся по мощности в связи с их выклиниванием и глинизацией. Зона глинизации пласта протягивается в субмеридиональном направлении вдоль восточного крыла структуры и оказывает существенное влияние на границы и формы залежей.

#### Пильгунский участок

I блок, развита нефтегазоконденсатная залежь (НТК). Наличие газоконденсатной шапки было доказано при опробовании пласта XXI<sub>1</sub> (совместно с XXI<sub>2</sub>). Максимальный дебит нефти в скважине № 11 составил 636,2 м<sup>3</sup>/сут. на штуцере  $d_{шт}$  = 20,64 мм при депрессии 0,93 МПа, в скважине № 13 – 261,0 м<sup>3</sup>/сут. при депрессии 5,43 МПа на штуцере  $d_{шт}$  = 16,25 МПа, а в скважине № 8 (интервалы перфорации 1648-1642 и 1656-1662 м) получен фонтан газа с конденсатом с максимальным дебитом газа  $Q_g$  = 319,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут., конденсата  $Q_k$  = 12,0 м<sup>3</sup>/сут. при депрессии 2,59 МПа на штуцере  $d_{шт}$  = 15,08 мм. Удельное сопротивление коллекторов в скважине № 8 по результатам интерпретации диаграмм ГИС составляют 5,1 ÷ 6,2 Ом·м,  $\alpha_{пс}$  = 0,43 ÷ 0,47. Коллекторы не только по опробованию, но и по диаграммам ГИС газонасыщены.

В скважине № 6 коллекторы только по материалам ГИС являются продуктивными. Опробование пласта не производилось. На замере НГК отмечается повышенными показаниями, характерными для газонасыщенных пород и соизмеримыми с показаниями газоносного по опробованию XXI<sub>2</sub> пласта. Пласт до подошвы газонасыщен (глубина 1736,6 м). Наличие нефтяной оторочки в залежи было установлено при опробовании пласта XXI<sub>1</sub> (совместно с XXI<sub>2</sub>) в скважине № 13 (интервалы перфорации 1858–1864 и 1870–1892 м). Дебит безводной нефти через штуцер диаметром 16,25 мм составил 261,0 м<sup>3</sup>/сут. ВНК по результатам опробования не установлен. Нефтегазоконденсатная залежь в блоке I на севере и восточном крыле Пильгунской структуры ограничена зоной литологического замещения (глинизация пласта). В южной части залежь ограничена разрывом 2. В указанных границах размеры залежи составляют 5,3×5,5 м км, общая высота залежи – 213 м, в том числе нефтяной оторочки – 72 м, газовой шапки – 141 м. Общая площадь залежи равна 27,625 км<sup>2</sup>, в том числе газовой части – 23,475 км<sup>2</sup>, объём её в целом – 94957 тыс. м<sup>3</sup>, в том числе газовой шапки – 76320 тыс. м<sup>3</sup>, нефтяной – 18637 тыс. м<sup>3</sup>. Контуры залежи (НТК и ГНК) проведены горизонтально. Нефтегазоконденсатная залежь – пластовая, сводовая, литологически и тектонически ограниченная, среднедебитная, с поровым типом коллектора.

В блоке II распространена нефтегазоконденсатная залежь, наличие нефтяной зоны было установлено при опробовании пласта (совместно с XXI<sub>2</sub>) в скважине № 11 (интервалы перфорации 1859–1862, 1867–1875 и 1876–1885 м). В результате получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 636,2 м<sup>3</sup>/сут. и растворённого газа ( $Q_1$  = 42,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут.).

Пласт в скважине № 7 контактирует с газовой шапкой I блока и XXI<sub>2</sub> пласт в этой скважине насыщенный газом, следует предполагать, что XXI<sub>1</sub> пласт в этой скважине насыщен газом. ГНК рассчитан на абсолютной отметке 1799 м. ВНК по результатам опробования не установлен.

Нефтегазонасыщенная залежь на севере и юге участка ограничена разрывами 2 и 3, на востоке зоной литологического замещения (глинизации пласта-коллектора). Размеры залежи равны 5,0×9,0 км, общая высота залежи – 112 м, в том числе газовой шапки – 69 м, нефтяной оторочки – 43 м. Общая площадь залежи – 23,6 км<sup>2</sup>, объём её – 51452 тыс. м<sup>3</sup>, в том числе нефтяной оторочки – 22725 тыс. м<sup>3</sup>, газовой шапки – 28728 тыс. м<sup>3</sup>. Залежь пластовая тектонически и литологически экранированная, высокодебитная, с поровым типом коллектора.



### Южно-Пильтунский и Астохский участок

Здесь распространена газоконденсатная залежь сложного строения. В скважине 5 (в своде структуры) по результатам интерпретации ГИС прогнозируется наличие газоконденсатной шапки. Однако опробование этого пласта в скважине 5 не производилась.

Наличие нефтяной оторочки было установлено в результате опробования скважин №№ 10 и 12. В скважине № 10 (интервал перфорации 1952–1972 м) из  $XX1_b$  пласта через штуцер 11,9 мм был получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 173,3 м<sup>3</sup>/сут. при депрессии 8,65 МПа и растворённого газа 5,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут. При опробовании пласта  $XX1_1$  в скважине № 12 (интервал перфорации 1997–2011 м) был также получен фонтанный приток безводной нефти ( $Q_n = 225,2$  м<sup>3</sup>/сут.) и растворённого газа ( $Q_g = 16,1$  тыс. м<sup>3</sup>/сут.) через штуцер  $d_{ум} = 14,2$  мм при депрессии 2,47 МПа. Газонефтяной контакт рассчитан по абсолютной отметке 1860 м.

Нефтяная часть залежи распространена на Астохском участке. В скважине № 1 пласт был опробован совместно с  $XX1_1$  (интервалы перфорации 1951–1991 и 2000–2020 м). В результате опробования был получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 472,0 м<sup>3</sup>/сут. и растворённого газа 34,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. при депрессии 1,22 МПа на штуцере  $d_{ум} = 17,0$  мм. Коэффициент продуктивности в скважине составил 369,3 м<sup>3</sup>/сут. МПа, проницаемость – 0,193 мкм<sup>2</sup>.

В скважине № 3 было опробовано отдельно два прослоя пласта  $XX1_{1,2}$  – верхний и нижний. Дебит нефти из верхнего прослоя (интервал перфорации 1937–1940 м) составил 49,0 м<sup>3</sup>/сут. при депрессии 6,59 МПа на штуцере  $d_{ум} = 6,35$  мм. Из нижнего прослоя  $XX1$  пласта (интервал перфорации 1954–1965 м) был также получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 314,5 м<sup>3</sup>/сут. и растворённого газа 24,75 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В скважине № 4 было проведено испытание  $XX1_1$  и  $XX1_2$  пласта в интервалах 2000–2010 и 2020–2030 м, максимальный дебит нефти – 662 м<sup>3</sup>/сут., растворённого газа – 4,55 тыс. м<sup>3</sup>/сут. при депрессии 8,52 МПа на  $d_{ум} = 9,52$  мм. Проницаемость 0,007 мкм<sup>2</sup>, продуктивность – 5,15 м<sup>3</sup>/сут. · МПа.

Нижняя граница нефтеносности в целом для залежи Южно-Пильтунского и Астохского участков проведена по нижним дырам перфорации продуктивного нефтеносного пласта  $XX1_1$  в скважине № 12 на абсолютной отметке 1979 м. Нефтенасыщенность верхнего прослоя  $XX1_1$  пласта в скважине № 2 (по данным ГИС) позволяет провести ВНК на абсолютной отметке 2003 м (т.е. по подошве верхнего нефтенасыщенного прослоя в скважине № 2).

Нефтегазоконденсатная залежь  $XX1_1$  пласта на севере Южно-Пильтунского участка ограничена разрывом 3, на восточном крыле структуры (между скважинами №№ 5 и 9) залежь литологически ограничена зоной глинизации пласта-коллектора.

Общие размеры залежи (по ВНК – 2003 м) составляют 7,3×24,3 км, высота – 233 м, в том числе газовой шапки – 90 м, нефтяной зоны – 143 м. Площадь газовой шапки равна 22,4 км<sup>2</sup>, нефтяной зоны – 146,05 км<sup>2</sup>. Объём газовой шапки – 91638 тыс. м<sup>3</sup>, объём нефтяной зоны – 1557638 тыс. м<sup>3</sup>. На Астохском брахикуполе газовой шапки не обнаружено. Размеры нефтяной зоны, контролируемой Астохской структурой, равны 6,5×14,0 км, высота – 105 м.

Фильтрационная характеристика на этой площади изменяется с запада на восток от проницаемости 0,17 мкм<sup>2</sup> в скважине № 12 до 0,039 мкм<sup>2</sup> в скважине № 10 при изменении продуктивности от 104,7 до 20,2 м<sup>3</sup>/сут. · МПа.

### **Методика поисково-разведочных работ на шельфе Сахалина**

Шельф Северо-Восточного Сахалина явился своеобразным полигоном среди остальных акваторий для отработки методики поисково-разведочных работ в условиях замерзающих морей (с довольно кратковременным периодом полевых работ 4–4,5 месяцев). В течение 14-летней истории поисков и разведки месторождений нефти и газа в данном районе накоплен богатейший опыт ведения работ.

И.О. Бродом было высказано актуальное и сегодня суждение, что для того, чтобы не дискредитировать месторождение, места закладки поисковых скважин должны выбираться «сугубо осторожно». Месторождение должно быть изучено настолько, чтобы точки, в которых закладываются поисковые скважины, являлись наиболее благоприятными для скопления и сохранения нефти и газа на глубине.

При анализе геологоразведочного процесса в разных регионах можно выделить три основных подхода к заложению скважин, которые сменяли последовательно друг друга. При первом заложение скважин происходило по методике «от известного», т.е. на границе залежи, достоверно установленной предшествующей скважиной. При применении второго подхода учитываются возможные границы залежей по предполагаемому коэффициенту заполнения ловушек углеводородами. Развитие техники и технологии геофизических исследований позволяет в ряде случаев прогнозировать по прямым признакам положения межфазовых контактов, а, учитывая данные о региональных гидростатических делениях, рассчитывать положение контактов по результатам бурения первых поисковых скважин. Это дало возможность для применения третьего подхода – заложения скважин с учётом возможных границ залежей.





Предполагаемая система поиска и разведки месторождений нефти и газа основана на использовании комплекса геолого-геофизических данных, получаемых при подготовке структуры к поисковому бурению, в процессе поискового бурения, детализации открытого месторождения сейсмическими исследованиями и проведении разведочного бурения. Должен быть произведён прогноз литологического состава стратиграфических комплексов с тенденциями его пространственного изменения, выделены границы пластов, прогноз продуктивности разреза с определением глубинного и площадного положения границ АТЗ. На этапе разведки требуется изучить фазовое состояние УВ месторождения в целом, а при наличии тектонических блоков, структурных и литологических ограничений, определить границы залежей, изменение эффективной толщины, пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности. Требуется обоснование положения зон литологических замещений и нижних пределов фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. В связи с тенденцией проводить разведку морских месторождений нефти и газа ограниченным числом скважин, изучение эффективной толщины пластов-коллекторов с их фильтрационно-емкостными свойствами по площади возможно только на основе использования сейсмических данных с подтверждением основных закономерностей их изменения скважинами.

### Обоснование размещения поисковых скважин

При обосновании местоположения первых поисковых скважин используется два методических приёма: заложение поисковой скважины в наиболее гипсометрически приподнятой части структуры или заложение поисковой скважины с некоторым смещением от свода.

Первые поисковые скважины для открытия месторождений нефти и газа на шельфе Сахалина планировались и бурились на перспективных структурах в сводах или присводовых частях складок и тектонических блоков. Отдельные поисковые скважины были частично смещены от свода на крыло структуры. Так, поисковая скважина № 1 на Астохском куполе была смещена на 30 м, а скважина № 6 на Пильтунском куполе на 35 м. Данное смещение первой скважины обосновывалось:

- 1) возможностью прироста промышленных запасов УВ (категории С<sub>1</sub>);
- 2) предполагаемым вскрытием нефтяной или газонефтяной зон (за пределами газовых шапок, имеющих небольшие высоты).

В пределах зон с предполагаемой повышенной трещиноватостью, расположенных на крыльях структур, осложнением типа «структурного носа», поисковую скважину предлагается закладывать в наиболее приподнятой части, на некотором расстоянии от предполагаемой зоны уменьшения трещиноватости.

### Обоснование размещения разведочных скважин

Разведочные скважины преимущественно располагались:

- на крыльях структур, в зонах межфазовых контактов или в полнопластовой части залежей;
- на периклиналях структур в зонах межфазовых контактов;
- в пределах зон литологического замещения;
- в межкупольных зонах для установления взаимосвязи залежей в различных куполах.

Разведочные скважины закладываются в участках, имеющих максимальную величину признака по всей совокупности продуктивных пластов с учётом зон резкого изменения градиента эффективной толщины. Кроме учёта зон резкого изменения градиента эффективной толщины, должна учитываться необходимость изучения строения залежи на Астохской площади. Представляется рациональным заложение первой разведочной скважины № 1-Р в предполагаемую или расчётную зону контакта на участке перехода крыла в периклиналь. Вторая скважина № 2-Р рекомендуется на противоположном по отношению к своду участке перехода крыла в периклиналь. Для изучения остальной площади залежей рекомендуется применение равномерно-высотной системы разведки, заключающейся в том, что после бурения первых двух скважин на межфазовые контакты определяется дополнительное количество скважин для равномерного изучения объёма залежей. Для этого проводится условное разделение основной залежи на горизонтальные секторы, по высоте, равные удвоенной мощности пласта. Расчёт количества скважин производится по формуле:

$$N_{ске} = \frac{H_{зал} \cdot \cos \alpha}{2h} - 2,$$

где  $N_{ске}$  – количество скважин, необходимое для доразведки;  $H_{зал}$  – высота залежи, м;  $h$  – толщина пласта, м;  $\alpha$  – угол падения пород, град.

Данная формула может быть дополнена расчётами величины межфазовых контактов по методическим рекомендациям Осядько Н.Н. и Бараша Б.И.:



$$Z = \frac{h}{\operatorname{tg} \alpha},$$

где  $Z$  – ширина контакта, м;  $h$  – толщина пласта, м;  $\alpha$  – угол наклона пласта, град.

### Общие сведения об организации и проведении буровых работ

В основу расчётов по организации буровых работ на месторождении с помощью ледостойких стационарных платформ положен опыт строительства 14 разведочных вертикальных скважин, пробуренных с СПБУ на данном месторождении.

Имеющийся объём информации позволяет оценить геолого-геофизические условия предстоящего бурения эксплуатационных скважин, разработать технологию бурения, а также определить прогнозные технико-экономические показатели.

Разведочные скважины, как правило, пробурены с использованием с использованием двухколонной конструкции: водозащитная колонна диаметром 763 мм, кондуктор диаметром 340 мм, техническая колонна диаметром 245 мм, эксплуатационная колонна-хвостовик диаметром 178 мм. По мере накопления опыта и получения информации об условиях бурения конструкции скважин упрощались.

Решение задачи по определению графика бурения скважин производилось по программе PLATO. В качестве исходных данных использованы структурные карты с проектным расположением скважин, а также разработки отдела бурения в области строительства направленных скважин кустовым способом с большими углами наклона.

Искомые показатели (сроки окончания скважин) зависят от расположения платформы относительно проектных скважин на месторождении.

Выбор положения платформы производится исходя из двух критериев: минимальная суммарная длина стволов скважин и минимально возможные углы наклона стволов скважин. Для наклонно-направленных скважин пороговым значением угла наклона является 60 град. Превышение этого значения кратно увеличивает трудности каротажных работ (доставка приборов на забой), а также спуск бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб. В связи с этим из двух названных выше критериев определяющим является второй – получение минимально возможных углов наклона.

Средняя коммерческая скорость по пробуренным на месторождении разведочным вертикальным скважинам составляет 2513 м/ст.·мес. При расчёте цикловой скорости бурения в программу бурения заложены следующие данные:

- время освоения в зависимости от величины зенитного угла:
  - зенитный угол > 60 град. – 10 сут.;
  - 60 град. > зенитный угол > 50 град. – 9 сут.;
  - 50 град. > зенитный угол > 40 град. – 8 сут.;
  - зенитный угол < 40 град. – 7 сут.
- продолжительность монтажных работ по перемещению установки на ледостойкой стационарной платформе (ЛСП) – 2 сут.;
- остановки работ по метеоусловиям – 3 сут.;
- наклонно-направленные скважины предлагается бурить по трёхинтервальному профилю, как наиболее простому.

Ввод ЛСП в работу планируется в летнее время, поэтому календарное время бурения в год ввода ЛСП принято 185 сут.

### Обоснование максимального значения зенитного угла

Значение технически достижимого зенитного угла наклона определяет площадь охвата месторождения с ЛСП. От величины зенитного угла зависит количество необходимых платформ, с помощью которых может быть обеспечена заданная добыча углеводородов и закачка в пласты.

Величину максимального зенитного угла определяем из условия возможности самодвижения колонн труб на заданную глубину под действием собственного веса. Движущая сила складывается из веса труб в вертикальном участке, в дугу набора угла и в наклонно-направленном участке. Тормозящая сила представляет собой сумму сил трения колонны и колонны в открытом стволе. По схеме наклонной плоскости движение прекращается при максимальном угле  $A_{max}$ :

$$A_{max} = \operatorname{arctg} \left( \frac{1}{m} \right),$$

где  $m$  – коэффициент трения трубы о породу.

При обычно применяемых на суше буровых растворах коэффициент трения трубы о породу приблизительно равен 0,5, при этом значение максимального зенитного угла составит 63 град. В данных условиях смазывающие свойства бурового раствора особенно важны. Таким образом, повысить





значение максимального зенитного угла можно за счёт снижения значения  $m$ , а также за счёт увеличения длин вертикального участка и дуги набора угла.

Можно определить, что для скважин с вертикальным участком 100 м и радиусом дуги набора угла 850 м максимальный угол будет равен 67 град. Его дальнейший рост потребует применения специальных смазывающих добавок и буровых растворов на углеводородной основе. На данном этапе, учитывая имеющийся производственный опыт и ограниченные технические возможности, принимаем в расчётах максимальный зенитный угол, равный 67 град. Бурение скважин с углами, близкими к максимальным, требует применения в комплекте буровой установки верхнего привода («вертлюга – ротора»). Использование этого механизма повысит безопасность проведения работ и сократит затраты времени на бурение.

### **Обоснование выбора конструкции скважин на Пильтун-Астохском месторождении**

Верхняя часть разреза до глубины 700–800 м сложена преимущественно песками с включениями гальки и слабосцементированными рыхлыми песчаниками с редкими и незначительными по мощности пластами и пропластками глин. Ожидаются осыпи стенок скважин и дифференциальные прихваты буровой колонны. Коэффициент аномальности пластовых давлений в продуктивных горизонтах составляет  $K_a = 1,05$ . Однако плотность бурового раствора будут определять не только пластовые давления, но и встречающиеся в разрезе неустойчивые глинистые породы. По градиентам давлений (пластового, столба бурового раствора и гидроразрыва пород) зон с несовместимыми условиями бурения не ожидается. Конструкцию скважин принимаем двухколонной (не считая водоотделительной), исходя из ожидаемых в процессе бурения осложнений и опыта бурения скважин на площади.

Расчёт длины технической колонны приведён по общепринятым формулам. Расчётная глубина спуска технической колонны равна  $L = 1034,8$  м.

Принимаем среднюю глубину (по вертикали) спуска технической колонны – 1050 м. Для скважины с зенитным углом, равным 70 град.,  $L$  по инструменту равно 1530 м.

Для глубоких скважин (скважина № 93 – 2895 м, скважина № 180 – 3439 м) глубину спуска технической колонны следует увеличить из условий предупреждения прихватов буровой колонны по причине значительного выхода открытым стволом из-под башмака предыдущей колонны. В каждом конкретном случае вопрос следует решать индивидуально с опытом бурения предыдущих направленных скважин. Ориентировочно можно принять:

- скважина № 93  $L = 1800$  м;
- скважина № 180  $L = 2000–2300$  м.

Диаметры эксплуатационных колонн определяют из условия обеспечения оптимального отбора пластовой продукции.

Как показывают расчёты, выполненные по материалам испытания разведочных скважин, для Пильтун-Астохского месторождения удовлетворяют НКТ диаметром 89 мм. Отсюда, руководствуясь имеющейся информацией по условиям бурения и действующим методам, конструкции скважин могут быть приняты следующими:

Водозащитная колонна диаметром 762 мм – 130 м;

- кондуктор диаметром 324 мм – 350 м;
- техническая колонна диаметром 245 мм – 800–1200 м (по вертикали);
- эксплуатационная колонна диаметром 178 мм – до проекта.

Высота подъёма цемента за эксплуатационной колонной в нефтяных скважинах выше башмака технической колонны более 100 м и в газовых скважинах – до устья.

Кондуктор 324 мм (в стволе диаметром 394 мм) перекрывает неустойчивые породы вертикальной части ствола скважины. Техническая колонна диаметром 245 мм (в стволе диаметром 295 мм) перекрывает интервал набора кривизны. Глубина спуска её может колебаться от средней глубины (10501 м) в зависимости от значения отклонения забоя от вертикали, градиента гидроразрыва пород и допустимого выхода из-под башмака колонны до максимального значения – 3000 м.

Диаметр водозащитной колонны (762 мм) позволяет произвести спуск дополнительной колонны, а также в случае необходимости увеличения зазоров между колонной и стенкой скважины пройти на конструкцию скважин с диаметром колонн:

- кондуктор диаметром 508 мм (ствол диаметром 660 мм);
- техническая колонна диаметром 339,7 мм (ствол диаметром 440 мм);
- эксплуатационная колонна диаметром 245 мм (ствол диаметром 311 мм).

### **Буровой раствор**

На основании геолого-технических условий бурения разведочных скважин на площади, учитывая опыт проводки скважин с СПБУ, для бурения эксплуатационных скважин рекомендуется использо-



вать глиносульфонатный тип бурового раствора. По замерам пластового давления на скважинах №№ 3, 4, 5, 6 и 7 максимальный коэффициент аномальности равен 1,05, т.е. имеем дело с нормальными пластовыми давлениями. Некоторое увеличение плотности бурового раствора при бурении ниже башмака кондуктора вызвано наличием неустойчивых глинистых отложений.

Приготовление бурового раствора предусматривается на основе морской воды. Рекомендуемые рецептуры бурового раствора не являются окончательными. Ведутся работы по созданию более экологически безвредных растворов.

### Обоснование видов и способов бурения

Разработка месторождения с помощью ЛСП диктует необходимость кустового бурения наклонно-направленных скважин. Составлен график ввода скважин в соответствии с очередностью бурения и конструкцией бурового окна, исходя из следующих принципов безопасности:

- глубина зарезки наклонного ствола каждой последующей скважины больше, чем у предыдущей. Делается это с целью исключения влияния металла ранее спущенных обсадных колонн на магнитную часть визирных устройств;
- каждая скважина наружного ряда (бурового окна) имеет глубину зарезки меньше, чем у любой скважины следующего за ней ряда;
- с каждой шахты можно вести проводку вполне определённой скважины, т.е. каждой устьевой точке бурового окна соответствует определённая забойная точка.

Обеспечение охвата необходимой площади залежи требует бурения скважин с максимальными зенитными углами 67 град. Максимальный отход от вертикали составляет 2960 м.

Как упомянуто выше, принимается трёхинтервальный профиль: вертикальный участок, участок набора угла и прямолинейный наклонный участок. Принятый темп набора угла наклона составляет 0,7 град. на 10 м. Набор угла планируется начинать с глубины 150–100 м, а на скважинах с небольшими отходами от вертикали глубина набора угла возрастает, что обеспечивает более безопасную разводку стволов скважин и более точное попадание забоя в заданный район.

Бурение скважин в интервале набора кривизны до угла 15 град. осуществляется забойными двигателями-отклонителями. Дальнейший набор угла и бурение прямолинейного наклонного участка предпочтительнее производить роторным способом. Однако при углах наклона более 60 град. бурение забойными двигателями может быть эффективнее из-за сложности передачи нагрузки на долото.

Таким образом, планируется использовать как роторный, так и турбинный способ бурения.

Учитывая высокую плотность расположения устьев скважин на платформе, необходимо отметить, что безопасное проведение работ невозможно без применения забойных телеметрических систем контроля параметров траектории стволов скважин типа MWD отечественного и зарубежного изготовления.

Использование систем ЗИС или MWD не только повысит безопасность работ на платформе, но и значительно их ускорит.

### Организация буровых работ

Для разработки месторождения планируется ввод в работу шести ЛСП. Платформа устанавливается в летнее время на точке с координатами, соответствующими оптимальному положению по сумме глубин или по минимальной величине максимальных углов. Поэтому в графике ввода скважин первый год имеет продолжительность 185 рабочих суток. Трёхинтервальные профили рассчитаны так, что глубина зарезки у них различная, если буровые работы на ЛСП ведутся одной буровой бригадой. Когда на ЛСП предусматривается одновременная работа двух буровых бригад (ЛСП А, С, Е), то скважины разделены на две группы по азимутальному признаку (скважины северных и южных направлений или скважины западного и восточного направления). В этом случае профили рассчитаны для каждой группы отдельно и одну и ту же глубину зарезки могут иметь несколько скважин на одной платформе. Однако это вполне допустимо, так как группы скважин будут разделены технологическим разрывом (более 10 м) и влияние колонн на магнитную часть визирных устройств исключается.

Вопросы технического снабжения будут рассматриваться с учётом грузоподъёмности ЛСП и времени автономной работы.

Жёсткие климатические и погодные условия для работы в Охотском море требуют создания специальных морских буровых установок, позволяющих работать практически при любых метеоусловиях.

При строительстве скважин в кусте предусмотрена следующая очередность работ:

- монтаж буровой установки;
- бурение и крепление скважины;
- перфорация;
- спуск НКТ;
- установка АФ, освоение;
- переход на другую точку.



Работы по бурению, креплению и освоению скважин проектируются производиться с обеспечением экологической безопасности для окружающей среды. На это направлен ряд технологических рекомендаций при бурении на шельфе.

### Заключение

В результате проведённых исследований можно сделать следующие выводы:

1. В стратиграфическом разрезе Пильтун-Астохского месторождения участвуют песчано-глинистые отложения неогенового и четвертичного возраста, в составе которых выделены пласты-коллекторы, с углеводородным заполнением.

2. В тектоническом отношении месторождение входит в состав Одоптинской зоны, которая в свою очередь входит в состав Восточно-Сахалинского антиклинория.

3. Сложное строение пластов-коллекторов наряду с наличием зон глинизации обусловило особенности формирования залежей углеводородов в продуктивной толще нижненутовского подгоризонта.

4. Залежи Пильтун-Астохского месторождения являются пластово-сводовыми, тектонически и литологически экранированными.

5. Определяющим фактором по формированию залежи являлось наличие литологических экранов, ограничивающих залежи по латерали.

6. Анализ отдельных сейсмических фаз даёт возможность установить сложное линзовидное строение коллекторов основной продуктивной толщи XVII–XXIV пластов, природу образования отдельных линз и зон глинизации.

7. Залежи размещены на трёх участках (Пильтунском, Южно-Пильтунском и Астохском).

8. На Пильтунском участке выделены три блока (1а, I и II), разделённые разрывами. Всего по участкам открыто (или прогнозируется по ГИС) 2 нефтяные, 6 газовых, 11 газоконденсатнонефтяных, 7 газоконденсатных, 8 нефтегазоконденсатных залежей.

9. Сейсмические данные указывают на существование стратиграфических несогласий и неразведанных амплитудных аномалий.

Таким образом, новые залежи могут также быть обнаружены в ещё неразбуренных зонах и в более глубоких горизонтах уже разбуренных зон по аналогии с месторождениями Одопту-море, Аркутун-Дагинским и Окружным. Нижележащие отложения осадочного чехла на Пильтун-Астохском месторождении в дальнейшем будут являться объектами поискового бурения на нефть и газ.

Месторождение является базовым для строительства первой ледостойкой стационарной платформы на шельфе Сахалина.

Рекомендуется бурение двух разведочных скважин №№ 1-Р и 2-Р на Астохской площади.

### Литература:

1. Брод И.О. Материалы по методологии поисков и разведок нефти и газа. – Л. : Госгеолразведиздат, 1932. – 31 с.

2. Бараш Б.И., Осядько Н.Н. Определение межфазовых и водяных контактов в процессе поисково-разведочных работ // Научно-техническая информация «Нефтегазовая геология и геофизика». – М. : ВНИИОЭНГ, 1968. – Вып. 17. – С. 12–16.

3. Ковальчук В.С. Особенности строения ловушек нефти и газа в верхнемиоценовых отложениях Сахалинского осадочного бассейна по данным сейсморазведки и ГИС // Современные методы геологической интерпретации геофизических данных при решении задач поисков и разведки залежей нефти и газа. – М. : ИГРГИ, 1989. – С. 55–65.

4. Агеев В.Н. Отчёт по объекту 31/81-е «Обработка и анализ сейсмических данных с целью изучения геологического разреза и выделения залежей нефти и газа на шельфе дальневосточных морей». – Южно-Сахалинск : Трест «Дальморнефтегеофизика», 1982.

5. Агеев В.Н., Хведчук И.И. Рекомендация по оптимальному заложению скважин №№ 3 и 5 на Пильтун-Астохском нефтяном месторождении на основе прогнозирования продуктивности геологического разреза. – Южно-Сахалинск : Трест «Дальморнефтегеофизика», 1987.

6. Баранова Н.А. Отчёт по объекту 26/74-Д «Детальные сейсморазведочные работы на Пильтун-Астохском участке шельфа Северо-Восточного Сахалина». – Южно-Сахалинск : Трест «Дальморнефтегеофизика», 1975.

7. Берсенев В.П. Отчёт по теме 21/82 «Анализ и обобщение результатов морских геохимических исследований на шельфе о. Сахалин». – Южно-Сахалинск : Трест «Дальморнефтегеофизика», 1983.

8. Горохов А.В. Отчёт по объекту 16/87 «Детальные сейсморазведочные исследования на Пильтун-Астохском участке шельфа Сахалина». – Южно-Сахалинск : Трест «Дальморнефтегеофизика», 1988.

9. Горохов А.В. Объект 14/88 «Прогнозирование продуктивности геологического разреза на основе сейсморазведки и геофизических исследований скважин на шельфе Дальневосточных морей». – Южно-Сахалинск : Трест «Дальморнефтегеофизика», 1990.

10. Ковальчук В.С. Геологическое строение и подсчёт запасов нефти и газа месторождения Одопту-море. – Южно-Сахалинск : Фонды «СахалинНИПИморнефть», 1984.



11. Ковальчук В.С. Оперативный подсчёт запасов нефти, газа и конденсата категории  $C_1$  и  $C_2$  месторождения Астохское. – Южно-Сахалинск : Фонды «СахалинНИПИморнефть», 1987.
12. Ковальчук В.С. Оперативный подсчёт запасов нефти, газа и конденсата категорий  $C_1$  и  $C_2$  месторождений Астохское, Пильтунское и Южно-Пильтунское (шельф Северо-Восточного Сахалина) и рекомендации по размещению разведочных скважин с целью их доразведки. – Южно-Сахалинск : Фонды «СахалинНИПИморнефть», 1988.
13. Куликов Н.К. Цитологическое и петрофизическое изучение нефтегазоносных отложений о. Сахалин, Охотского моря, Татарского пролива. – Оха : «СахалинНИПИморнефть», 1990.
14. Харахинов В.В. Изучение тектонических условий нефтегазоносности перспективных районов о. Сахалина и шельфов акваторий Дальнего Востока. – Оха : «СахалинНИПИморнефть», 1984. – 300 с.
15. Харахинов В.В. Отчёт по теме «Анализ и обобщение результатов геологоразведочных работ на шельфе Сахалина и разработка рекомендаций на постановку дальнейших работ на нефть и газ». – Оха : «СахалинНИПИморнефть», 1991.
16. Хведчук И.И. Обоснование по оптимальному заложению поисковых скважин №№ 1 и 2 на Пильтун-Астохском АТЗ с целью открытия залежей нефти и газа XXI–XXIV пластов. – Южно-Сахалинск : Трест «Дальморнефтегеофизика», 1986.
17. Отчётный баланс запасов нефти, горючих газов и конденсата за 1989 г. ПО «Сахалинморнефтегаз», 1990.
18. Геологическое строение, перспективы нефтегазоносности и проект разведочного бурения на месторождении Пильтун-Астохское [ Электронный ресурс ] . – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b2bc78a4c53b88421306d27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b2bc78a4c53b88421306d27_0.html)
19. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
20. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
21. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.]. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
22. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 274 с.
23. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
24. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
25. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие для студентов ВУЗов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело». – Новочеркасск : Лик, 2016. – 290 с.

## References:

1. Brod I.O. Materials on methodology of search and investigations of oil and gas. – L. : Gosgeolrazvedizdat, 1932. – 31 p.
2. Barash B.I., Osyadko N.N. Definition of interphase and water contacts in the course of exploration // Scientific and technical information «Oil and gas geology and geophysics». – M. : VNIIOENG, 1968. – Is. 17. – P. 12–16.
3. Kovalchuk B.C. Features of a structure of traps of oil and gas in verkhnemiotsevoy deposits of the Sakhalin decantation basin according to seismic exploration and GIS // Modern methods of geological interpretation of geophysical data at the solution of problems of search and investigations of deposits of oil and gas. – M. : IGRGI, 1989. – P. 55–65.
4. Ageev V.N. Report on an object 31/81st «Processing and analysis of seismic data with the purpose of studying of a geological section and allocation of deposits of oil and gas on the shelf of the Far East seas». – Yuzhno-Sakhalinsk : Dalmorneftegeofizika trust, 1982.
5. Ageev V.N., Hvedchuk I.I. The recommendation about optimum laying of wells №№ 3 and 5 on the Piltun-Astokhsky oil field on the basis of forecasting of efficiency of a geological section. – Yuzhno-Sakhalinsk : Dalmorneftegeofizika trust, 1987.
6. Baranova N.A. Report on an object 26/74-D «Detailed seismoprospecting works on the Piltun-Astokhsky site of the shelf of Northeast Sakhalin». – Yuzhno-Sakhalinsk : Dalmorneftegeofizi trust, 1975.
7. Bersenev V.P. Report on a subject 21/82 «Analysis and generalization of results of sea geochemical researches on the shelf of Sakhalin Island». – Yuzhno-Sakhalinsk : Dalmorneftegeofizika trust, 1983.
8. Gorokhov A.V. Report on an object 16/87 «Detailed seismoprospecting researches on the Piltun-Astokhsky site of the shelf of Sakhalin». – Yuzhno-Sakhalinsk : Dalmorneftegeofizika trust, 1988.
9. Gorokhov A.V. An object 14/88 «Forecasting of efficiency of a geological section on the basis of seismic exploration and geophysical surveys of wells on the shelf of the Far East seas». – Yuzhno-Sakhalinsk : Dalmorneftegeofizika trust, 1990.
10. Kovalchuk V.S. Geological structure and calculation of reserves of oil and gas of the Odoptu-more field. – Yuzhno-Sakhalinsk : Sakhalinnipimorneft funds, 1984.
11. Kovalchuk V.S. Expeditious calculation of reserves of oil, gas and condensate of category  $C_1$  and  $C_2$  of the Astokhskoye field. – Yuzhno-Sakhalinsk : Sakhalinnipimorneft funds, 1987.
12. Kovalchuk B.C. Expeditious calculation of reserves of oil, gas and condensate of categories  $C_1$  and  $C_2$  of



fields of Astokhskoye, Piltunskoye and Southern Piltunskoye (shelf of Northeast Sakhalin) and the recommendation about placement of exploratory wells for the purpose of their additional exploration. – Yuzhno-Sakhalinsk : Sakhalinnipimorneft funds, 1988.

13. Kulikov N.K. Cytologic and petrophysical studying of oil-and-gas deposits of Sakhalin Island, Sea of Okhotsk, Strait of Tartary. – Okh : Sakhalinnipimorneft, 1990.

14. Harakhinov V.V. Studying of tectonic conditions of oil-and-gas content of perspective areas of the island of Sakhalin and shelves of water areas of the Far East. – Okh : Sakhalinnipimorneft, 1984. – 300 p.

15. Harakhinov V.V. Report on the subject «The Analysis and Generalization of Results of Exploration Works on the Shelf of Sakhalin and Development of Recommendations on Statement of Further Works on Oil and Gas». – Okh : Sakhalinnipimorneft, 1991.

16. Hvedchuk I.I. Justification on optimum laying of search wells №№ 1 and 2 on Piltun-Astokhsky ATZ for the purpose of opening of deposits of oil and gas XXI–XXIV of layers. – Yuzhno-Sakhalinsk : Dalmor-neftegeofizika trust, 1986.

17. Reporting balance of reserves of oil, combustible gases and condensate for 1989. PO Sakhalinmorneftegaz, 1990.

18. A geological structure, prospects of oil-and-gas content and the project of prospecting drilling on the Piltun-Astokhskoye field. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b2bc78a4c53b88421306d27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635b2bc78a4c53b88421306d27_0.html)

19. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.

20. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction of oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.

21. 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.

22. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields: manual. – Krasnodar : LLC Publishing House – South, 2016. – 274 p.

23. Search, investigation and operation of oil and gas fields : manual / V.V. Popov [etc.]. – Novochoerkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.

24. Geophysical surveys and works in wells : manual / V.V. Popov [etc.]. – Novochoerkassk : Lik, 2017. – 326 p.

25. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells: the manual for students of HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS, students in the Oil and Gas Business direction. – Novochoerkassk : Lik, 2016. – 290 p.