



УДК 622.276

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ДОЛГИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

GEOLOGICAL AND FIELD CHARACTERISTICS AND ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT OF THE DOLGINSKOE OIL FIELD

Витязев Ярослав Дмитриевич

студент
направления подготовки нефтегазовое дело,
Ухтинский государственный технический университет
barcelona9820@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук, профессор
кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений и
подземной гидромеханики,
Ухтинский государственный технический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. Перспектива развития Долгинского нефтяного месторождения в Печорском море состоит в том, что освоение углеводородного потенциала арктического шельфа является принципиально новым и перспективным этапом развития топливно-энергетического комплекса России в XXI веке. В статье рассматривается геолого-промысловая характеристика, а именно: тектоническое строение, геолого-физическая характеристика продуктивных пластов и залежей, свойства нефти и морской воды, разнообразие бентосных сообществ. Также приводится информация по текущему состоянию разработки, которая включает в себя текущую стадию разработки, этапы разработки Долгинского участка, сведения о том, кому принадлежит лицензия по разработке, на сколько она выдана и почему разработка месторождения перенесена.

Ключевые слова: геолого-промысловая характеристика месторождения; тектоническое строение; характеристика залежей и пластов; разнообразие бентосных сообществ; анализ состояния разработки месторождения; текущая стадия разработки; сведения о лицензионном соглашении и причинах переноса разработки.

Vityazev Yaroslav Dmitrievich

Student,
Training Direction Oil and Gas Engineering,
Ukhta State Technical University
barcelona9820@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Department of Development and
Operation of Oil And Gas Fields and
Underground Hydromechanics,
Ukhta State Technical University
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The prospect for the development of the Dolginskoye oil field in the Pechora Sea is that the development of the hydrocarbon potential of the Arctic shelf is a fundamentally new and promising stage in the development of the fuel and energy complex of Russia in the XXI century. The article discusses the geological and commercial characteristics, namely: tectonic structure, geological and physical characteristics of productive strata and deposits, properties of oil and sea water, a variety of benthic communities. It also provides information on the current state of development, which includes the current stage of development, the stages of development of the Dolginsky area, information about who owns the development license, how long it was issued and why the development of the field was postponed.

Keywords: geological and field characteristics of the field; tectonic structure; characteristics of deposits and layers; variety of benthic communities; analysis of the state of field development; current stage of development; information about the license agreement and the reasons for the transfer of development.

Общие сведения о месторождении

Долгинское нефтяное месторождение расположено в центральной части Печорского моря, в Архангельской области, Ненецкий Автономный округ, в 120 км к югу от архипелага Новая Земля и в 110 км к северу от материка, глубина моря в этом районе составляет 35–55 м, а площадь участка составляет 1173 квадратных километра.

Открыто в 1999 году при испытании нижнепермско-каменноугольных карбонатных отложений в скважине, пробуренной в присводовой части Южно-Долгинской структуры.

На рисунке 1 показано расположение месторождения на географической карте.

Месторождение сложной, вытянутой с юго-востока на северо-запад формы длиной до 80 км и шириной от 3 до 10 км. Залежь формируется из нескольких пластов, отличающихся по петрофизическим свойствам и свойствам нефти, что усложнит в дальнейшем выбор методов добычи. По предварительной оценке 86 % геологических запасов составляет карбонатный комплекс и 14 % терригенный.

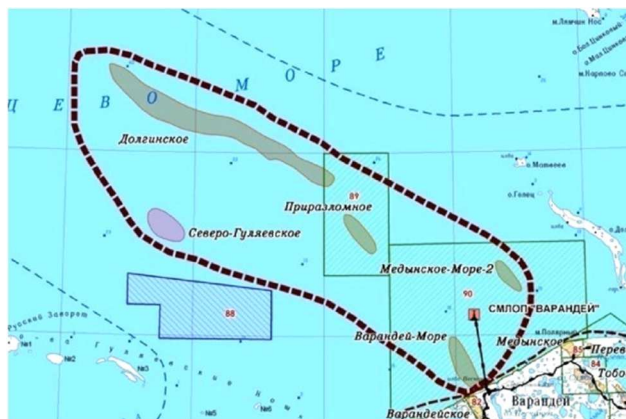


Рисунок 1 – Расположение месторождения на карте

Тектоническое строение месторождения

В тектоническом отношении оно находится в северной части Тимано-Печорской эпибайкальской плиты, в пределах Мореюской депрессии Варандей-Адзвининской структурной зоны и приурочено к крупной асимметричной складке северо-западного простирания, южное крыло которой осложнено главным Долгинским разрывным нарушением взбросо-сдвиговой природы. Шельф Печорского моря представляет собой обширный бассейн палеозойско-мезозойской седиментации, сформировавшийся на гетерогенном архейско-протерозойском основании.

На месторождении установлена промышленная нефтеносность нижнепермско-каменугольных отложений, по материалам геофизических исследований скважин предполагается нефтеносность верхнепермских терригенных отложений, также не исключена перспективность триасового и девонско-силурийского комплексов, нефтеносность которых установлена в Варандей-Адзвининской структурной зоне. Распределение коллекторов в продуктивной толще отложений можно наблюдать на примере скважины Северо-Долгинская 1 (рис. 2). В восточной части площади предполагается распространение преимущественно органогенных известняков с высокими коллекторскими свойствами. Мощность ассельсакмарских отложений на Долгинской структуре составляет 66 м. В раннепермское время накопление происходило в пределах карбонатного шельфа в условиях нормального морского бассейна, в котором условия осадконакопления менялись от прибрежных, мелководноморских до относительно глубоководных. На приподнятых участках мелководного шельфа формировались биогермные постройки.

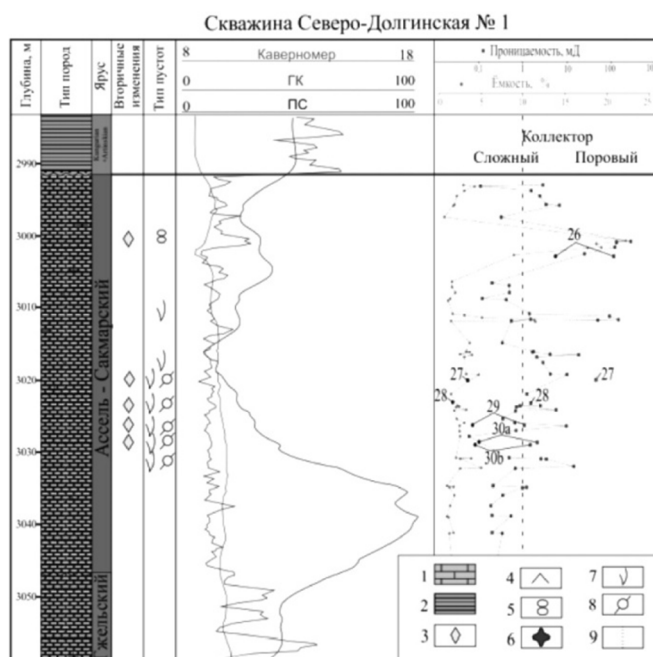


Рисунок 2 – Распределение коллекторов в продуктивной толще: 1 – аргиллиты; 2 – известняки; 3 – перекристаллизация; 4 – ангидритизация; 5 – поры в матрице; 6 – каверны в пористой матрице; 7 – трещины; 8 – каверны в плотной матрице; 9 – граничные значения ФЕС



Характеристика залежей и пластов

Верхнепермские отложения толщиной 280–350 м залегают на отложениях кунгурского яруса. В их составе выделены породы уфимского, татарского ярусов, в южной части месторождения отложения татарского яруса уже отсутствуют. На Долгинской структуре верхнепермский комплекс представлен проградационными мелководно-морскими отложениями, вытянутыми с северо-востока на юго-запад.

Отложения уфимского яруса включают переслаивающиеся плохо сортированные песчаные и алевритово-глинистые породы с подчинённым количеством аргиллитов и известняков, интенсивно насыщенных углистым детритом, обломками веток и древесины. Обстановка осадконакопления связана с постепенной сменой открытого мелководного шельфа на прибрежно-морские условия. Песчаные породы представлены песчаниками мелкозернистыми и средне- и мелкозернистыми полевошпатово-аувакково-кварцевыми с карбонатно-глинистым цементом, содержание которого достигает 15–25 %. Присутствуют участки с конформными структурами гравитационного уплотнения и растворения. Алевролиты полевошпатово-кварцевые мелкозернистые с плотной упаковкой зёрен с глинистым плёночным цементом. В цементе часто встречаются трещины раскрытостью до 0,025 мм. Для всех пород уфимского яруса характерен однообразный минеральный состав глинистой фракции.

Условия осадконакопления в позднепермское время определялись, прежде всего, терригенным осадконакоплением, большими массами обломочного материала, транспортируемого в бассейн реками, временными водотоками. На изученной территории, возможно, существовал мелководный бассейн, граничащий с участками заливно-лагунного побережья, где песчаные пласты потенциальных коллекторов формировались в условиях подводного выноса рек.

В перекрывающей толще на границе триаса и верхней перми отмечается региональный стратиграфический размыв. Так, на Приразломной площади, находящейся южнее Долгинского поднятия, верхнепермские отложения уже полностью отсутствуют. На сейсмических разрезах хорошо видно, что горизонт I(P₂) (кровля верхней перми) служит региональной стратиграфической границей размыва между триасом и верхнепермскими отложениями, залегая на палеозойских отложениях с угловым несогласием, что подтверждается региональными литолого-фациальными исследованиями (рис. 3).

Наклонное залегание пластов создаёт сложности при корреляции скважин, особенно находящихся на большом расстоянии друг от друга. Сходные по литологическому составу и форме кривых ГИС отложения могут иметь разный возраст. На площади условия осадконакопления осложняют прогноз ФЕС в межскважинном пространстве, так как интерполяция свойств корректна только для одно-возрастных отложений. Требуется детальная корреляция, которая не всегда возможна из-за недостаточно плотной сетки скважин.

На картах атрибутов, рассчитанных для горизонта P₂, можно наблюдать анизотропию свойств – аномалии, вытянутые вдоль береговой линии в северо-восточном направлении, которые свидетельствуют не только о породах разного возраста (разные фазы), но и, предположительно, о различных литолого-фациальных зонах.

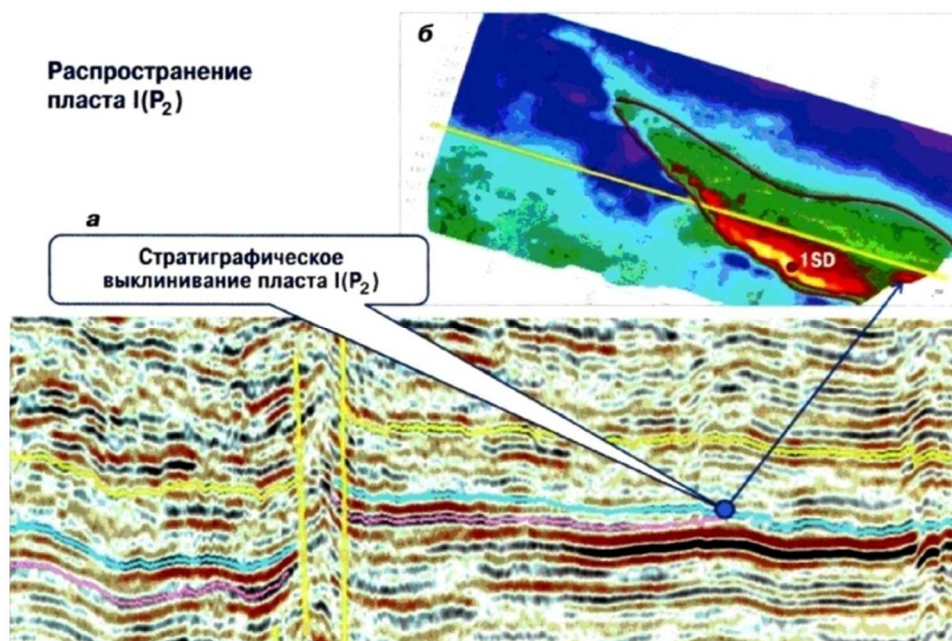


Рисунок 3 – Вертикальный разрез амплитудного куба и карта изохрон по горизонту I(P₂)



Для залежей верхнепермских пластов характерны литологические границы с западной и восточной сторон. Основное значение имеет литолого-стратиграфический размыв на контакте между верхнепермскими и триасовыми отложениями, который служит восточной границей выклинивания для залежей нефти в верхнепермских пластах. На рисунке 4 показано распространение пластов в верхнепермском комплексе с учётом стратиграфического выклинивания и по ранее принятой геологической модели.

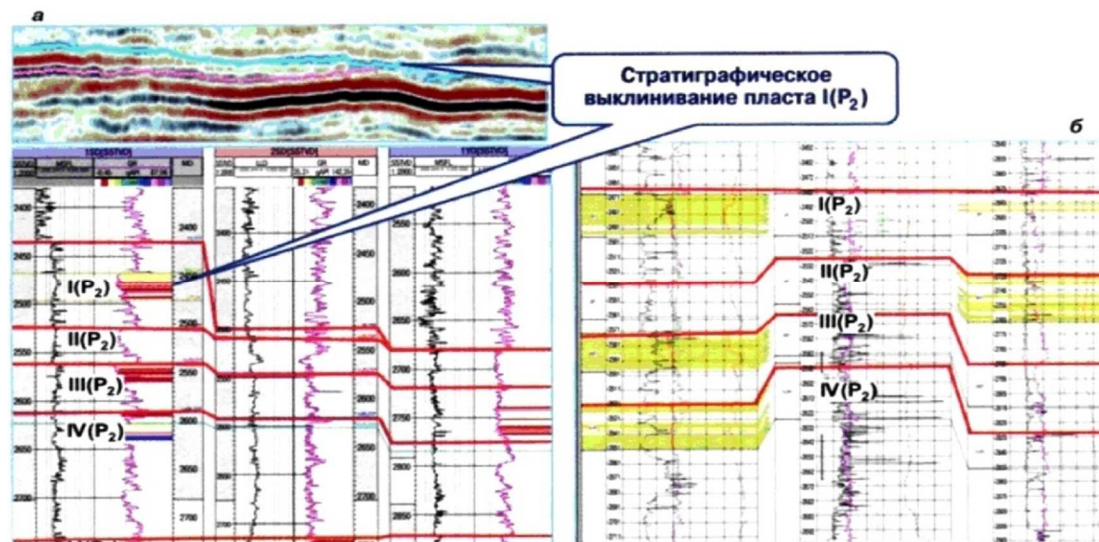


Рисунок 4 – Схемы корреляции по линии скважин:
а – распространение пластов в верхнепермском комплексе отложений;
б – схемы корреляции пород

В отложениях верхней перми эффективные толщины выделены по данным ГИС и кернового материала, а площади распространения коллекторов – по результатам атрибутного анализа данных сейсморазведки 3Д.

Таким образом, по ранее выполненным оценкам залегание верхнепермского нефтеносного резервуара интерпретировалось как конформное залегание разновозрастных залежей без учёта стратиграфического несогласия, что привело к увеличению площади нефтеносности и, как следствие, завышению запасов.

Проводя сравнение текущей оценки с результатами ранее выполненных работ, можно отметить основные изменения, выявленные по верхнепермским отложениям.

Отложения представляют собой проградационные мелководно-морские отложения, вытянутые с северо-востока на юго-запад, граничат с участками заливно-лагунного побережья, где песчаные пласты потенциальных коллекторов формировались в условиях подводного выноса рек.

Залежи нефти существенно ограничены по площади.

Согласно принятой геологической модели по верхнепермскому комплексу произошло значительное уменьшение запасов.

Нижнепермско-каменноугольные отложения имеют очень сложное строение, обусловленное не только морфологией ловушки, но и крайне изменчивым поведением пластов-коллекторов. Особенно контрастна эта изменчивость для ассельско-сакмарского яруса нижнепермской части разреза, к которой приурочены основные запасы углеводородов в залежи.

По литолого-фациальному районированию Долгинское месторождение находится в зоне прибрежного мелководья, которая испытывает периодические затопления и обмеления, вызывающие смену фаций карбонатных отложений. В целом устанавливается фациальный ряд от мелководной банки к банкам на относительно углублённой части мелководного шельфа и водорослевым биогермам.

Седиментологическое документирование керна и петрографический анализ шлифов в нижнепермско-каменноугольном комплексе позволил выделить по карбонатным пластам пять основных фаций: каркасные известняки, иловые известняки, илово-зернистые известняки, зернисто-иловые известняки, мергели и глины, которые представлены на рисунке 5.

По данным каротажа и керна в разрезе продуктивных отложений Долгинского месторождения уверенно выделяются и коррелируются семь секвенций, каждая из которых состоит из закономерно сменяющихся в разрезе структурно-генетических типов известняков и доломитов, маркирующих общее направление развития морского бассейна, что изображено на рисунке 6.

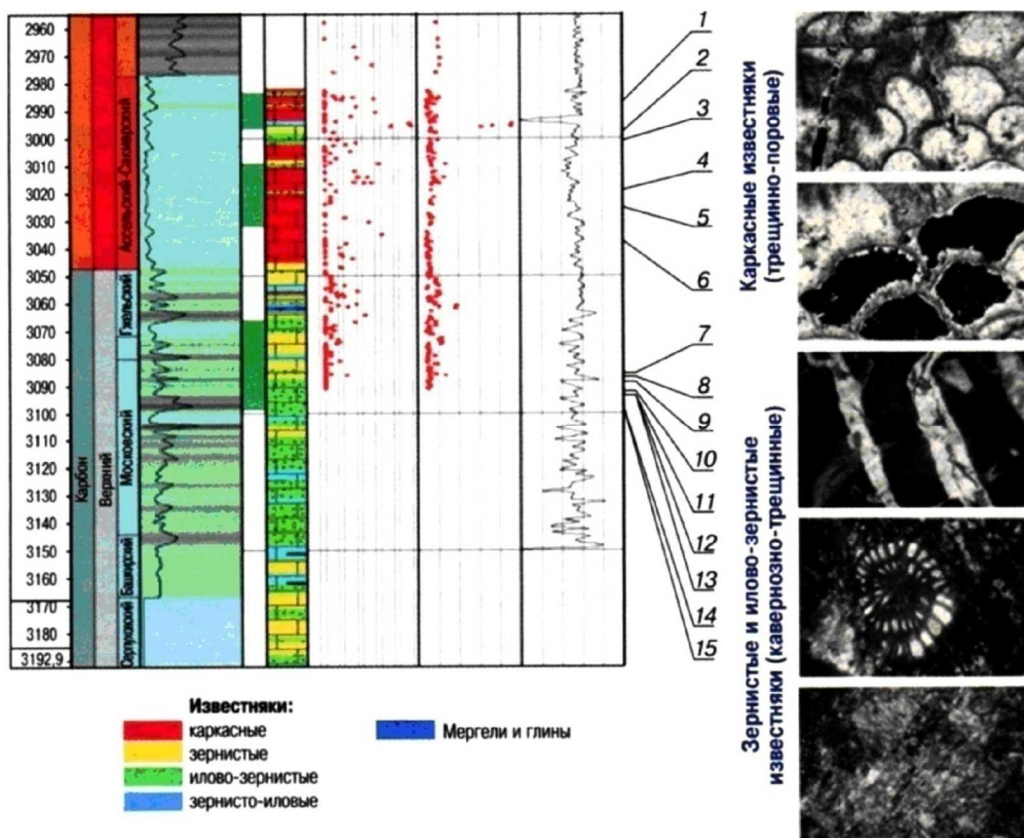


Рисунок 5 – Строение верхнекаменноугольно-раннепермских карбонатов:

1 – известняк зернисто-иловый трещиноватый; 2 – трещиноватость с прерывистым заполнением кальцитом в каркасных известняках; 3 – ситчатый известняк высокопористый; 4 – известняк каркасный палеоплизиновый; 5 – фрагмент мшанок фенестелид; 6 – известняк зернисто-иловый с чёрным битумом; 7 – известковый песчаник разносернистый; 8 – известняк зернисто-иловый глинистый; 9 – карбонатно-кремнисто-сульфидно-глинистая порода; 10 – известняк биогермны, нефтенасыщенный; 11 – известняк биоморфно-детритовый; 12 – известняк детритовый крупнозернистый; 13 – известняк водоросле-криноидный, пористый; 14 – известняк зернисто-иловый, литоблокастический брекчевидный; 15 – известняк зернисто-иловый, литоблокастический, пятнисто доломитизированный

Согласно анализа закономерно сменяющихся в разрезе выделенных структурно-генетических типов карбонатных отложений общий интервал может подразделяться на два больших комплекса, относящихся к высокому и низкому уровням моря.

Каркасные известняки (биогермные, трещинно-поровые), выделяемые в отложениях ассельско-сакмарского яруса нижней перми, формировались в условиях мелководного шельфа, являются самыми высокоёмкими коллекторами, формирующими однородные пористые коллекторы.

Зернистые и илово-зернистые известняки (кавернозно-трещинные) каменноугольного возраста, формировались в условиях низкого уровня моря, характеризуются хорошей выдержанностью по площади с маломощными прослоями литоблокастовых, оолитовых известняков.

При оценке карбонатных пластов основное деление на подсчётные объекты произошло по литолого-фациальным особенностям района на основе модели секвенс-стратиграфического расчленения каменноугольно-нижнепермских отложений. Были созданы новая концептуальная и петрофизическая модели для карбонатных пластов месторождения (рис. 7).

Отложения пласта I(P₁) представлены каркасными известняками трещинно-порового типа (биостромы и биогермы), которые характеризуются улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Формируют однородные пористые коллекторы, распространены по площади неравномерно. Отложения пласта II(C₃) представлены лито-биокластовыми и оолитовыми известняками, содержат несколько прослоев коллекторов с достаточно высокими ФЕС; несмотря на небольшие толщины, не только хорошо выдержаны по исследуемой площади, но и прослеживаются регионально.

Отложения пластов IV(C₂ + C₁) + III(C₂) сложены зернистыми и илово-зернистыми известняками кавернозно-трещинного типа. Пласт III(C₂) выделяется в основном только в верхней части среднекаменноугольного пласта и представлен маломощными проницаемыми прослоями, характеризуется невыдержанными коллекторскими свойствами по площади.

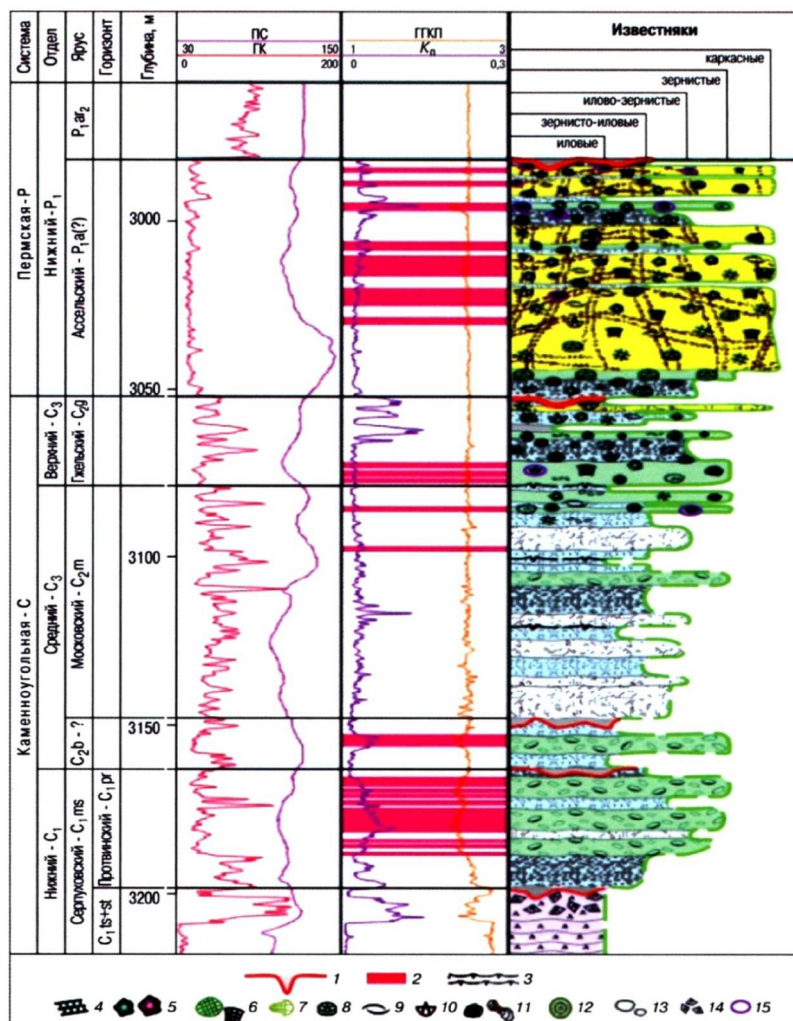


Рисунок 6 – Модель стратиграфического расчленения каменноугольных-нижнепермских отложений:

- 1 – границы циклитов; 2 – эффективные толщины; 3 – глинистые диастемы; 4 – фрагменты водорослей;
- 5 – клубки и корки обрастания; 6 – скелеты водорослей, сифоней; 7 – трилобиты; 8 – криноидеи; 9 – остракоды;
- 10 – брахиоподы; 11 – фораминиферы; 12 – оолиты; 13 – литокласты; 14 – растворения ангидритов;
- 15 – окатанные зёрна

Пласт IV(C₂ + C₁) сложен зернистыми известняками, практически без иловой примеси, обладающими высоким емкостным потенциалом. На совместное выделение разновозрастных пластов в один объект подсчёта IV(C₂ + C₁) повлияла низкая степень изученности месторождения. Пласты вскрыты только в разрезе одной скважины на юге месторождения, по литолого-фациальным условиям осадконакопления распространяются по всей площади, разделены довольно небольшой по толщине перемычкой непроницаемых разностей, что позволяет предполагать наличие в них единой залежи. По объекту ожидается увеличение фильтрационных свойств пласта за счёт вторичных процессов.

Изображение пластов представлено на рисунке 8. Пример нефтеносного керна из скважины можно наблюдать на рисунке 9.

Важным моментов является то, что повсеместно наблюдается сезонный слой скачка температуры: максимальный перепад в слое скачка отмечен у южного побережья Печорского моря и достигает 7–8 °С, а модули вертикального градиента превышают 2 °С / м.

Галоклин совпадает в пространстве с термоклинном, а максимальный модуль вертикального градиента солёности достигает 1,5–2,0 ‰ / м. Термоклин и галоклин одновременно являются и границей раздела между прибрежными и морскими водами. Они имеют тенденцию к заглублению в сторону берега. Ниже слоя скачка залегают холодные и относительно солёные воды с температурой 0,5–1,0 °С и солёностью более 33,0 ‰. Приток холодных вод осуществляется из Карского моря. Плотность поверхностных вод изменяется в пределах месторождения в широких пределах: от 1,0185 г / см³ на юго-востоке до 1,0246 г / см³ – на северо-западе. В юго-западной части участка плотность вод поверхностного слоя несколько повышена и варьирует в диапазоне 1,0224–1,0237 г / см³.

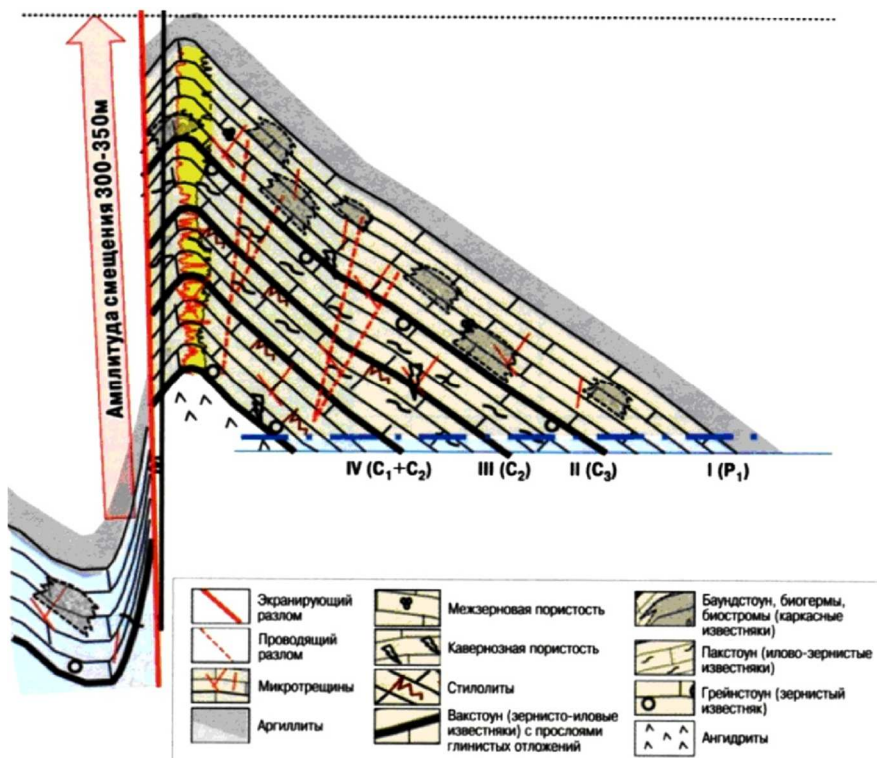


Рисунок 7 – Концептуальная модель карбонатной части разреза

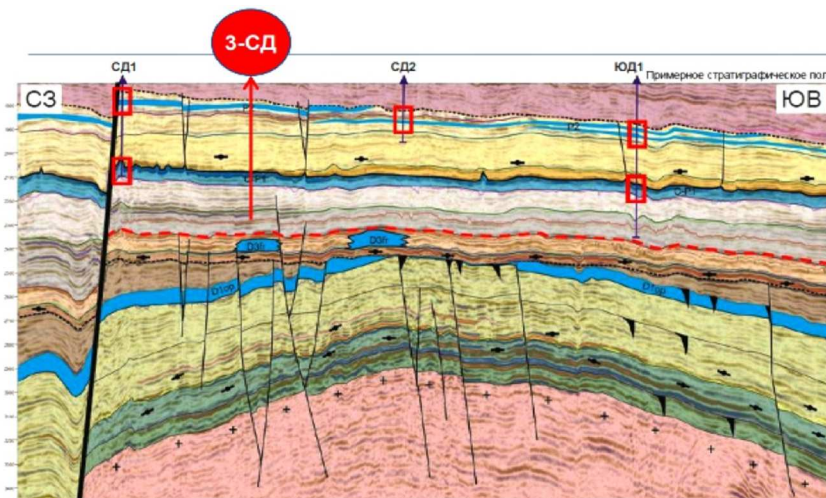


Рисунок 8 – Изображение пластов



Рисунок 9 – Пример нефтеносного керна из скважины



Фоновые значения коэффициента ослабления света в 2,5–3,0 раза превышают значения для чистой океанической воды. С приближением к южному Печорскому побережью прозрачность вод падает, и на расстоянии менее 50 км от берега коэффициент ослабления становится выше $1,0 \text{ м}^{-1}$. Прозрачность уменьшается с глубиной, а абсолютный минимум зарегистрирован у дна, где коэффициент ослабления равен $14,21 \text{ м}^{-1}$. Характерной особенностью прибрежной зоны является то, что прозрачность вод в придонных слоях меньше прозрачности поверхностных вод. Граница раздела этих структур совпадает с пикноклином.

Таким образом, на лицензионном участке Долгинского нефтяного месторождения существует местный фронтальный раздел между прогретыми (в летний период), малосолёными и менее прозрачными прибрежными водами, и холодными, солёными и более прозрачными водами мористых участков площади. Фронтальным разделом является пикноклин, имеющий тенденцию к заглоблению в сторону берега.

Что касается гранулометрического состава поверхностных донных осадков, то представлены они, главным образом, мелкозернистыми песками со значительной примесью алеврита. Чистые пелитовые осадки практически отсутствуют, примесь пелитового материала в песках иногда достигает 15 %.

В мелкозернистых песках нередко встречается галька в количестве до 0,5 %.

Средний состав мелкозернистых песков (без учёта галечного материала), развитых в центральной и южной частях лицензионного участка: пески – 77,4 %; алевриты – 10,6 %; пелиты – 12,0 % алевриты (в среднем 64 % алевритовых частиц), присутствующие в северной части участка, содержат, в среднем, 20,1 % песка и 15,9 % пелитового материала.

Очень близкий гранулометрический состав имеют мелкозернистые пески. Приведённые данные по гранулометрическому составу донных осадков Долгинского участка свидетельствуют о хорошей сортировке осадочного материала при стабильном гидродинамическом режиме. Общее содержание нефтепродуктов в поверхностных донных осадках участка низкое.

Ниже приведены физико-механические свойства пылеватых и мелких песков на Долгинском лицензионном участке:

- влажность 20–34 %;
- плотность влажного грунта $1,94\text{--}2,07 \text{ г / см}^3$;
- плотность сухого грунта $1,45\text{--}1,71 \text{ г / см}^3$;
- плотность частиц грунта $2,55\text{--}2,79 \text{ г / см}^3$;
- коэффициент пористости 0,49–0,92.

Мёрзлые поддонные породы зафиксированы в скважинах, пробуренных на морских глубинах от 21 до 23 м. В них под немёрзлыми песчано-глинистыми отложениями мощностью от 20 до 25 м вскрыты мёрзлые пески с прослойками торфа и супеси, прослеженные до глубины 49 м.

Разнообразие бентосных сообществ

Нельзя не упомянуть о разнообразии бентосных сообществ. Надёжными показателями антропогенного воздействия на морские экосистемы являются изменения состава и структуры донных сообществ. Приоритет их использования обусловлен тем, что бентос наиболее стабилен во времени, характеризует локальную ситуацию в пространстве и способен представить изменения экосистемы в ретроспективе. На участке зафиксировано 82 вида беспозвоночных. В таблице 1 представлено содержание органического вещества в донных осадках месторождения.

Таблица 1 – Содержание органического вещества в донных осадках

Содержание в осадке, %					Групповой состав ОВ, %		
С _{карб}	С _{орг}	ОВ	А _{хл}	А _{сп}	А _{хл}	А _{сп}	ООВ
–	0,05	0,09	< 0,01	< 0,01	4,8	1,3	93,9
–	0,08	0,15	< 0,01	< 0,01	2,1	0,6	97,3
0,03	0,14	0,25	< 0,01	< 0,01	2,2	1,3	96,5
0,08	0,05	0,09	< 0,01	< 0,01	5,1	4,7	90,2
0,03	0,16	0,29	< 0,01	< 0,01	2,1	0,8	97,1
0,02	0,05	0,09	< 0,01	< 0,01	4,2	1,2	94,6

Примечание: С_{карб} – содержание карбонатного углерода (CaCO₃); С_{орг} – содержание органического углерода; ОВ – содержание органического вещества; А_{хл} – битумоид хлороформенный, экстрагируемый хлороформом; А_{сп} – битумоид спиртобензольный; ООВ – остальные органические вещества.



Оценка морфолитодинамических условий накопления загрязняющих веществ в районе лицензионного участка основана на системноморфологическом подходе. Осадки и переносимые вместе с ними загрязняющие вещества могут поступать на Печороморскую равнину различными путями, например, с течениями, проникающими сюда с запада, или с речным стоком, а также с продуктами разрушения берегов, сложенных легко размываемыми породами. Ещё одним местным источником сноса является гряда острова Долгого. Меньшее значение, по-видимому, имеют ледовый разнос и воздушные потоки.

Морское дно в районе лицензионного участка подвержено действию волн, а также приливов и отливов. Активная гидродинамика способствует перераспределению поступающего сюда осадочного материала с последующим выносом тонких фракций и ассоциирующихся с ними загрязняющих веществ в более глубоководные районы. Существенную роль в перемещении осадочного материала играют юго-восточные ветви Мурманского течения, приходящие сюда со стороны полуострова Канин и Поморского пролива и распространяющиеся далее на восток в сторону Карских Ворот. Морские воды отличаются резко выраженной стратификацией, причём ветер перемешивает только верхние слои до глубины 10–12 м. Поскольку температура, солёность и динамика вод меняются от сезона к сезону, то площадь разноса осадочного материала будет в значительной степени определяться временем года. Детальные данные о специфике придонных течений в этом районе отсутствуют, однако несомненно, что придонные течения определяются рельефом дна.

В пределах лицензионного участка дно моря плоское выровненное, не имеет значительных осложнений. Глубины дна меняются от 15 м на юге до 25 м на севере, дно имеет слабый уклон в северо-северо-восточном направлении. К западу и востоку от рассматриваемой площади рельеф дна имеет аналогичный характер, но непосредственно к северу от неё, начиная с глубин около 25 м, уклоны дна увеличиваются. Современные донные осадки, представленные, как отмечалось выше, песками, по-видимому, являются выносами реки Печоры.

В соответствии с общим наклоном дна движение нисходящего литодинамического потока должно осуществляться в сторону пролива Карские Ворота, чему, по-видимому, способствует и сеть подводных долин, однако ввиду малых уклонов дна роль этой составляющей переноса, скорее всего, является второстепенной. Поскольку поверхностное течение здесь ориентировано в том же направлении, что и нисходящий литодинамический поток, эффект этих двух агентов может суммироваться.

Текущая стадия разработки месторождения

В настоящее время месторождение находится на стадии активной сейсмозащитки и имеет в наличии 4 разведочные скважины (3 Северо-Долгинские и 1 Южно-Долгинскую), история разведочных работ которых представлена на рисунке 10.

Скважины распределены равномерно по всей площади участка, что можно наблюдать на рисунке 11.



Рисунок 10 – История разведочных работ месторождения

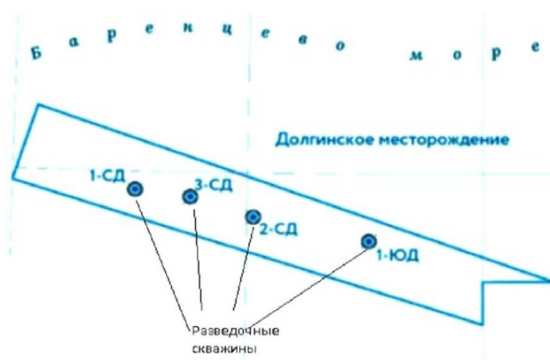


Рисунок 11 – Схема расположения разведочных скважин в пределах Долгинского участка



В таблице 2 указываются характеристики скважин.

Оператор Долгинского месторождения «Газпромнефть-Сахалин» (дочернее общество «Газпром нефти»), завершил испытания пробуренной летом 2014 года скважины на Долгинском месторождении в Печорском море. Выполненные геофизические и гидродинамические исследования позволят уточнить структуру месторождения и разработать программу его дальнейшего изучения. Впервые в регионе за короткий безледовый период на скважине был выполнен такой значительный объём работ.

Бурение разведочной скважины глубиной 3,5 тыс. метров на северной части Долгинского месторождения завершилось в конце августа 2014 года. В процессе строительства скважины был проведён комплекс геофизических исследований, отборы керна и шлама, вертикальное сейсмическое профилирование (разновидность сейсмики, когда датчик располагается непосредственно в скважине), а также испытание четырёх различных пластов месторождения и другие работы.

Таблица 2 – Характеристика скважин

Название скважины	Год бурения	Глубина моря	Результаты
1 СД (разведочная)	1998	41 м	пробурена на основании 2Д сейсмических данных
1 ЮД (разведочная)	1999	30 м	пробурена на основании 2Д сейсмических данных; получен приток из карбонатных отложений; дебит нефти составил 168 м ³ / сут.
2 СД (разведочная)	2008	42 м	пробурена на основании 2Д и 3Д сейсмических данных
3 СД (разведочная)	2014	41м	глубина скважины составила 3520 м; получен приток газа; продолжаются исследования

Выполненная программа позволила собрать новую информацию о геологическом строении Долгинского месторождения, уточнить фильтрационно-емкостные и промысловые характеристики залежей, а также другие важные параметры. В настоящее время завершается подготовка окончательных отчётов по результатам бурения и испытания скважины, проводятся комплексные аналитические исследования полученных образцов и данных.

В начале ноября, после проведения всех запланированных работ, скважина была ликвидирована: всё оборудование демонтировано, а устье скважины загерметизировано и полностью изолировано от контакта с внешней средой. Бурение и испытание проводились при помощи самоподъёмной буровой установки «GSP Saturn» (рис. 12), прибывшей на Долгинское месторождение в середине июня.



Рисунок 12 – Самоподъёмная буровая установка «GSP Saturn»

По последним данным, соотношение геологических/извлекаемых запасов нефти категории С₁ + С₂ составляет 786,1 / 235,8 млн тонн.

На рисунке 13 показана конструкция четвёртой разведочной скважины 3 СД.

Условия бурения скважины:

- вертикальная поисковая скважина глубиной 3500 м. 72 дня от забурки до начала испытаний скважины;
- глубина моря 40,5 м; альтитуда 30,5 м; стол ротора – дно моря – 71 м;
- 5-ти колонная конструкция скважины. На уровне ниже дна моря придонная подвеска типа «Mudline», предусматривающая экстренный уход с точки бурения на случай появления ледяных полей;
- безопасное бурение с помощью РУС;
- высокоингибированный буровой раствор на водной основе (органический ингибитор, полимерный буровой раствор с хлоридом калия);



- все обсадные колонны цементируются до морского дна с использованием растворов цемента класса «G» и LiteCrete;
- проблема с устойчивостью стенок скважины в нижней части 12¼ участка ствола скважины (трещиноватые отложения нижнего «Триаса»).

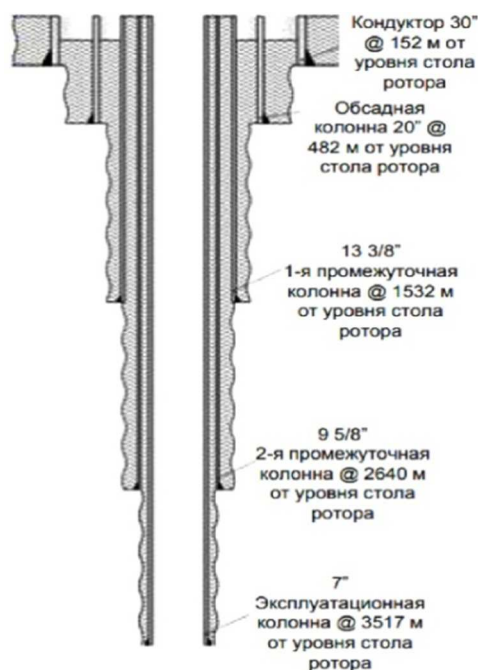


Рисунок 13 – Конструкция четвёртой разведочной скважины 3 СД

Сведения о лицензионном соглашении и причинах переноса разработки

Оператором разработки месторождения является ПАО «Газпром», лицензия была выдана в 2005 году на двадцатилетний срок и в 2013 году была передана ООО «Газпромнефть-Сахалин». В соответствии с лицензионным соглашением компания должна была приступить к разработке в 2019 году, однако по последним данным добыча переносится на 2031 год.

Одной из причин является получение притока газа на последней пробуренной разведочной скважине 3 СД, что в корне меняет представление о геологическом строении месторождения. Это может свидетельствовать о том, что на месторождении, вероятно, существует газовая шапка в наиболее приподнятой северной части. Чтобы разобраться в этом вопросе, компания активно приступила к использованию данных о 3Д сейсмике, которая выполнялась последние годы на месторождении.

Также немаловажным фактором является резкое падение цен на нефть и, вследствие этого, недостаточная эффективность разработки таких объектов даже с учётом налоговых льгот. Подкрепляя это тем, что углеводородные запасы на месторождении относятся к трудноизвлекаемым и наличие санкций с Запада, компания прогнозирует отсрочку разработки на 2031 год.

Литература:

1. 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.
2. Вавулинский А.Н., Иконникова Л.Н. Выбор концепции освоения Долгинского нефтяного месторождения. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2010. – 770 с.
3. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.]. – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
4. Золотухин А.В. Основы разработки шельфовых нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2010. – 144 с.
5. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
6. Ладенко А.А., Савенок О.В. Геофизические исследования скважин на нефтегазовых месторождениях. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. – 260 с.
7. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
8. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.



9. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
10. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
11. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
12. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
13. Ефремин И.М., Холмянский М.А., Зеленковский П.С. Геоэкологическая характеристика южной части Баренцева моря (Долгинская площадь) // Вестник Санкт-Петербургского университета. Серия 7. Геология. География. – 2009. – № 3. – С. 49–57.
14. Сабукевич В.С., Быкова О.Г. Перспективы освоения месторождения Долгинское // Сборник научных трудов II Всероссийской научной конференции «Современные образовательные технологии в подготовке специалистов для минерально-сырьевого комплекса» (27-28 сентября 2018 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : Издательство Санкт-Петербургского горного университета, 2018. – С. 1238–1244.
15. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.
16. Хурматова Г.И., Зудин И.В., Шабалин Н.В. Технология подводного обследования устьев разведочных ликвидированных скважин на примере Долгинского нефтяного месторождения // Вестник государственного университета морского и речного флота им. адмирала С.О. Макарова. – 2019. – Т. 11. – № 2. – С. 284–295.

References:

1. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Scientific basis and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
2. Vavulinsky A.N., Ikonnikova L.N. Choice of concept of development of Dolginskoye oil field. – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2010. – 770 p.
3. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.]. – Ufa : Ufa Printing Works, 2004. – 620 p.
4. Zolotukhin A.V. Fundamentals of shelf oil and gas fields development and construction of marine structures in the Arctic. – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2010. – 144 p.
5. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development. – M. : infra-engineering, 2020. – 244 p.
6. Ladenko A.A., Savenok O.V. Geophysical studies of wells in oil and gas fields. – M. : Infra-Engineering, 2021. – 260 p.
7. Geophysical research and work in wells: a training manual / V.V. Popov [et al.]. – Novocheerkassk : Publishing house «Lik», 2017. – 326 p.
8. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocheerkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
9. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
10. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
11. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Volgda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
12. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Laws and changes in the properties of oil and gas in reservoirs and fields // Bulatov readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
13. Efremkin I.M., Kholmiansky M.A., Zelenkovsky P.S. Geoecological characteristics of the southern part of the Barents Sea (Dolginsky area) // Bulletin of St. Petersburg University. Series 7. Geology. Geography. – 2009. – № 3. – P. 49–57.
14. Sabukevich V.S., Bykova O.G. Prospects of development of Dolginskoye deposit // Collection of scientific papers of the II All-Russian scientific conference «Modern educational technologies in training specialists for the mineral complex» (27–28 September 2018, St. Petersburg). – SPb. : Publishing house of St. Petersburg Mining University, 2018. – P. 1238–1244.
15. Solov'eva V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. Method of development of oil fields with inter-acting objects // NEFTEGAZ Territory. – 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.
16. Khurmatova G.I., Zudin I.V., Shabalin N.V. Technology of underwater inspection of the mouths of exploratory abandoned wells by example of Dolginskoye oil field // Bulletin of the State University of the Sea and River Fleet named after Admiral S.O. Makarov. – 2019. – Vol. 11. – № 2. – P. 284–295.