

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 553.98; 550.8.05

<https://doi.org/10.26516/2541-9641.2026.1.32>

EDN: ONSRQT

Результаты исследовательской работы обучающихся магистратуры геологического факультета Иркутского государственного университета

А.И. Лихачев¹, Б.Ж. Батожаргалов¹, А.Л. Базаров¹, Д.А. Дамбаев¹, Л.А. Иванова¹,
С.П. Примина¹, А.Ф. Летникова¹, С.В. Снопков^{1,2}

¹Иркутский государственный университет, г. Иркутск, Россия

²Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Россия

Аннотация. Изучение особенностей геологического строения и технологии разработки месторождений углеводородов является одним из основных направлений в образовательной программе магистратуры по направлению «Геология нефти и газа» в Иркутском государственном университете. В статье представлены результаты исследований, выполненных магистрантами второго года очного обучения по указанному направлению. В работах рассмотрены вопросы разработки ряда месторождений Восточной Сибири.

Ключевые слова: магистратура, научно-исследовательская работа обучающихся, месторождения углеводородов, свойства коллекторов, методы поддержания пластового давления, эффективность буровых работ, осложнения при бурении скважин, рапопроявление

Results of Research Work of Master's Students of the Faculty of Geology of Irkutsk State University

A.I. Likhachev¹, B.Zh. Batozhargalov¹, A.L. Bazarov¹, D.A. Dambaev¹, L.A. Ivanova¹, S.P. Primina¹, A.F. Letnikova¹, S.V. Snopkov^{1,2}

Abstract. Studying the geological structure and development technologies of hydrocarbon deposits is a key focus of the Master's program in Oil and Gas Geology at Irkutsk State University. This article presents the results of research conducted by second-year full-time Master's students in this program. The papers examine the development of several fields in Eastern Siberia.

Keywords: master's degree, research work of students, hydrocarbon fields, reservoir properties, methods of reservoir pressure maintenance, drilling efficiency, complications during well drilling, RAP occurrence

* Статья получена: 10.03.2026; исправлена: 23.03.2026; принята: 27.03.2026.

ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ: Лихачев А.И., Батожаргалов Б.Ж., Базаров А.Л., Дамбаев Д.А., Иванова Л.А., Примина С.П., Летникова А.Ф., Снопков С.В. Результаты исследовательской работы обучающихся магистратуры геологического факультета Иркутского государственного университета // Геология и окружающая среда. 2026. Т. 6, № 1. С. 32–55. DOI 10.26516/2541-9641.2026.1.32. EDN: ONSRQT

Article received: 10.03.2026; corrected: 23.03.2026; accepted: 27.03.2026.

FOR CITATION: Likhachev A.I., Batozhargalov B.Zh., Bazarov A.L., Dambaev D.A., Ivanova L.A., Primina S.P., Letnikova A.F., Snopkov S.V. Results of research work of master's students of the Faculty of Geology of Irkutsk State University // Geology and Environment. 2026. Vol. 6, No. 1. P. 32–55. DOI 10.26516/2541-9641.2026.1.32. EDN: ONSRQT

Введение

Особенностью образовательной программы магистратуры является не только углублённая специализация и междисциплинарность обучения, но и занятие научными исследованиями по теме своей будущей квалификационной работы.

В данной статье дан краткий обзор результатов проведенных исследований магистрантами 2 года обучения по специальности «Геология», направленности «Геология нефти и газа».

Проведенные обучающимися магистратуры исследования были направлены на изучение особенностей геологического строения и эксплуатации ряда месторождений углеводородов Восточной Сибири.

Лихачевым А.И. проведен анализ фильтрационно-емкостных свойств коллекторов Верхнечонского НГКМ и использование их для выбора методов поддержания пластового давления при разработке месторождения. Батожаргаловым Б.Ж. изучены особенности системы поддержания пластового давления при разработке газоконденсатных месторождений на примере Ярактинского НГКМ и рассмотрены вопросы проектирования и эксплуатации системы поддержания пластового давления для газоконденсатных залежей месторождения. Базаровым А.Л. проведена оценка влияния геологического строения на эффективность буровых работ на Ярактинском НГКМ. Дамбаевым Д.А. рассмотрены осложнения, возникающие в процессе бурения на Ковыктинском ГКМ при вскрытии объектов с аномально высоким пластовым давлением, приуроченных к галогенно-карбонатной гидрогеологической формации. Ивановой Л.А. проведена комплексная оценка прямых признаков нефтегазоносности Сибири, анализ их связи с геологическим строением региона и систематизация методов выявления и прогнозного районирования перспективных земель.

Проведенные исследования обучающимися станут составной частью будущих выпускных квалификационных работ авторов.

К вопросу о выборе методов поддержания пластового давления на Верхнечонском

нефтегазоконденсатном месторождении

Магистрантом А.И. Лихачевым (научный руководитель С.В. Снопков) проведен анализ особенностей геологического строения продуктивных горизонтов Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), которые влияют на выбор методов поддержания пластового давления (ППД) при разработке месторождения.

Актуальность исследования определяется тем, что длительная эксплуатация скважин и высокий темп отбора флюидов приводят к падению пластового давления. Для газоконденсатных месторождений это особенно критично, так как при снижении давления происходит конденсация углеводородов в порах. Конденсатная пленка в капиллярах уменьшает эффективную проницаемость для газа и затрудняет его движение к стволу скважины. Особенно это ярко проявляется в зонах с тонкопористыми коллекторами. Поддержание пластового давления при добыче углеводородов важная часть системы разработки месторождений, и осуществляется с целью достижения высоких темпов их извлечения. Разработано большое разнообразие методов ППД, однако, для различных геологических ситуаций разные методы будут иметь различную эффективность.

Неравномерность геологического строения, наличие разломов и вариабельность проницаемости приводят к неравномерному распределению давлений в разных частях продуктивного горизонта. В результате некоторые участки отдадут флюид более интенсивно, другие фильтруют его гораздо медленнее. В результате пропластки с более низкой проницаемостью остаются разработанными лишь частично, что снижает суммарную отдачу месторождения.

Верхнечонское НГКМ приурочено к Верхнечонскому структурному мысу, осложняющему центральную часть Непского свода, входящего в состав Непско-Ботуобинской антеклизы. Месторождение многопластовое и имеет сложное геологическое строение. Геологический разрез представлен тремя структурными ярусами: фундаментом, состоящим кристаллическими породами протерозой-архейского возраста; рифейскими породами, заполняющими Талаканский грабен; и венд-палеозой-мезозойским осадочным чехлом.

В отложениях венда — нижнего кембрия выделяются ряд продуктивных и перспективных горизонтов. Промышленные запасы нефти и газа приурочены к карбонатным

(осинский, преображенский) и терригенным (верхнечонским) горизонтам. Перспективными являются карбонатные отложения устькутского горизонта собинской свиты и межсолевые пласты усольской свиты.

Основные запасы нефти месторождения связаны с верхнечонским горизонтом, представленным терригенными отложениями непской свиты вендского возраста. Горизонт включает в себя два пласта (верхний — ВЧ₁ и нижний — ВЧ₂). Пласт ВЧ₂ сложен кварцевыми и полевошпатокарцевыми песчаниками. Общая толщина пласта меняется от 5.5 до 20.2 м. В части скважин коллектор пласта замещен плотными непроницаемыми породами. Пласт ВЧ₁ сложен кварцевыми, хорошо отсортированными песчаниками. Общая толщина пласта составляет от 2.2 до 26. Прослой глинисто-алевролитовых пород, толщиной 0.4-0.8 м, встречаются редко. В части скважин коллектор пластов замещен плотными непроницаемыми породами. В восточной и центральной частях площади пласты ВЧ₁ и ВЧ₂ разделяются глинистой перемычкой толщиной от 1.4 до 24 м.

Типы выявленных залежей пластовые, стратиграфически, литологически и тектонически экранированные. Всего на месторождении в песчаниках верхнечонского горизонта выделено 5 нефтяных, 4 нефтегазоконденсатных и одна газовая залежь в 3 пластах. Все продуктивные пласты демонстрируют высокую лито-фациальную изменчивость.

Значения пористости алевролитов и песчаников пласта по результатам ГИС и лабораторным данным до 18–22 %, редко 24–26 %, газопроницаемость до 262–2332 мД. По данным ГИС среднее значение проницаемости составляет 481.4 мД, пористости — 12.9 %, при этом значение пористости нефтенасыщенной части составляет 12.0%, а газонасыщенной части — 10.2 %.

Одним из главных необходимых условий эффективного использования углеводородных запасов является поддержание пластового давления посредством закачки в нефтяные пласты воды. Но применение этого способа ППД не всегда эффективно, а иногда даже губительно для эксплуатации месторождения. В процессе заводнения нефтяного пласта закачиваемая через нагнетательные скважины вода устремляется в пропластки с наибольшей проницаемостью, что приводит к неравномерному охвату пластов воздействием. Опыт разработки показывает, что прорыв закачиваемых вод по отдельным высокопроницаемым пластам приводит к

преждевременному обводнению скважин до 80–90 %, при суммарном отборе нефти не более 40–50 % от извлекаемых запасов. На поздней стадии разработки месторождений возникает ряд проблем, основной из которых является превращение пропластков с наименьшим гидравлическим сопротивлением в основной канал фильтрации. Это не позволяет реализовать в полной мере энергию пластовых и закачиваемых вод, при этом энергозатраты на добычу одной тонны нефти существенно возрастают сравнительно с первоначальными.

При принятии решения о выборе метода ППД необходимо проводить анализ неоднородности проницаемости продуктивного пласта.

Состав и строение непской свиты подробно рассмотрены в статье А.В. Плюснина и М.И. Гёкче (Плюснин, 2020). По данным исследования керна авторы разделили свиту на литологические пачки, представленные конгломерато-гравийно-глинисто-песчаными породами. Распространен глинистый цемент, который составляет до 10–15 % объема породы. Мощность пропластков разных литотипов изменяется от 0.05 до 0.52 м.

В настоящее время, фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов месторождения изучены по образцам керна из 124 скважин. КERN исследовался в лаборатории комплексной опытно-методической экспедиции ГТП «Востсибнефтегазгеология» (94 скв.), ОАО «ТомскНИПИнефть» (6 скв.) и ООО «ТННЦ» (23 скв.). Диапазон изменения пористости составил от 0.001 до 31.8 %, проницаемости — от 0.001 до 12 269.2 мД.

Используя результаты определения пористости и проницаемости продуктивных горизонтов для пластов ВЧ₁ и ВЧ₂ авторами был проведен статистический анализ данных. Анализ проводился по выборке 232 образца.

Диапазон изменения пористости пластов ВЧ составил от 6.8 до 27.2 %, проницаемости — от 5 до 4058 мД. Коэффициент корреляции между пористостью и логарифмом проницаемости составил 0.46, что является свидетельством высокой степени статистической взаимозависимости параметров. (Граничное значение коэффициента линейной корреляции Пирсона при 99 %-ой доверительной вероятности составляет 0.163).

Для оценки характера изменчивости физических свойств пород были построены гistogramмы (рис. 1). Для построения гistogramм диапазон изменения параметров был разбит на 30 интервалов. На диаграммах видно, что

распределение пористости близко к нормальному распределению, проницаемости — к логнормальному.

Для выявления возможных локальных групп, на которые разделяются породы пласта, по всей выборки образцов была построена диаграмма взаимозависимости

изменения пористости и проницаемости (рис. 2) Визуально на диаграмме локализовалось три группы образцов, значительно различающихся по своей проницаемости. Значения статистических параметров для всей совокупности и выделенных групп приведены в табл. 1.

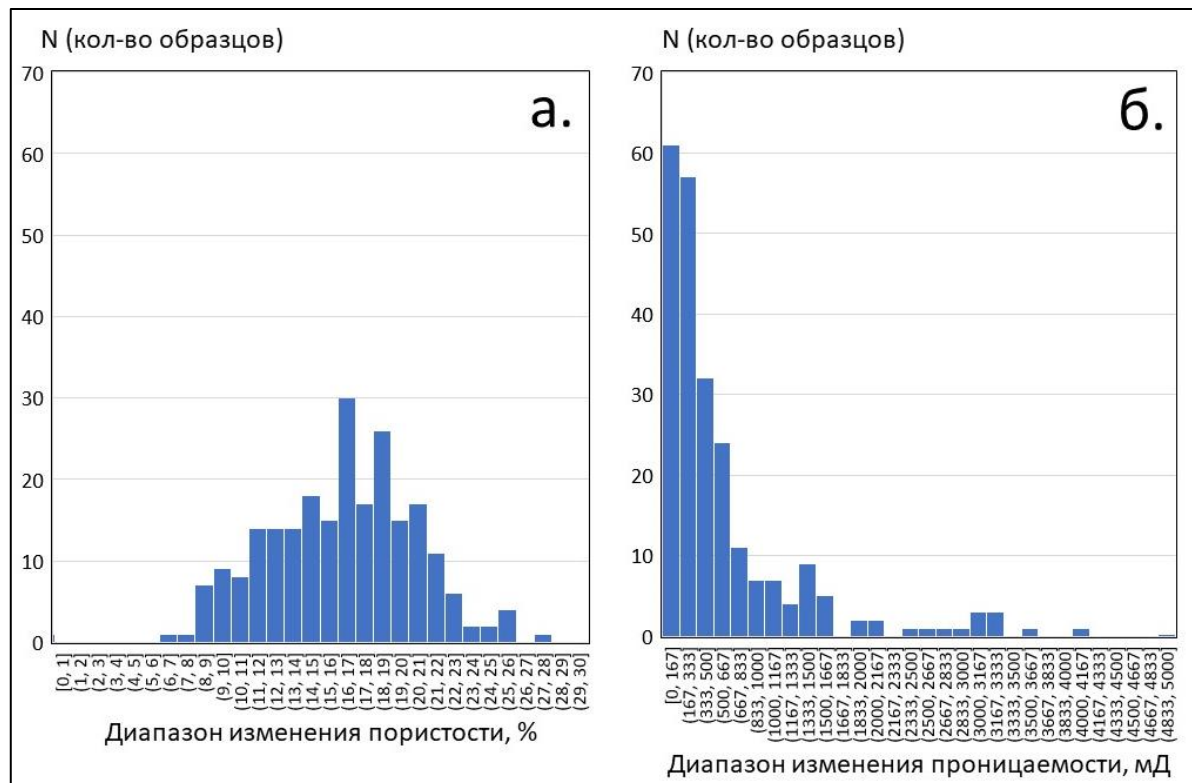


Рис. 1. Гистограммы пористости (а) и проницаемости (б) горных пород пласта ВЧ, определенных по керну. Общее количество образцов — 232.

Fig. 1. Histograms of porosity (a) and permeability (b) of rocks in the VCh formation, determined from core samples. Total number of samples: 232.

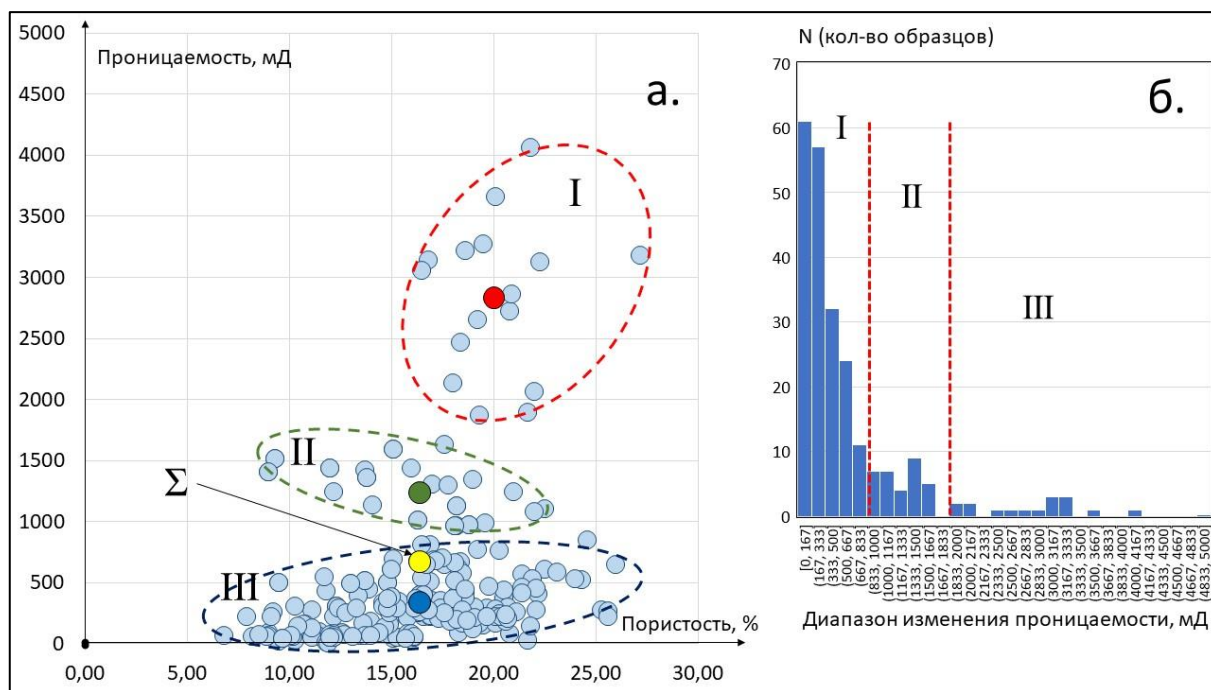


Рис. 2. Диаграмма взаимозависимости пористости и проницаемости (а) и гистограмма проницаемости (б) горных пород пласта ВЧ. На диаграмме и гистограмме пунктирными линиями выделены группы горных пород; синим, зеленым, красным и желтым цветом указаны точки средних значений для всех групп и всей совокупности.

Fig. 2. Porosity-permeability relationship diagram (a) and permeability histogram (b) for rocks in the VCh formation. In the diagram and histogram, rock groups are highlighted by dotted lines; mean values for all groups and the entire population are indicated in blue, green, red, and yellow.

Т а б л и ц а 1

Статистические параметры групп горных пород пласта ВЧ

Table 1

Statistical parameters of rock groups of the RF layer

Выборка	Кол-во значений	Среднее значение пористости, %	Среднее значение проницаемости, мД	Коэффициент корреляции пористости и логарифма проницаемости	Доля в общей совокупности значений, %
Суммарная	232	16.3	598	0.46	-
Группа I	186	16.0	295	0.53	80
Группа II	30	15.8	1248	0.63	13
Группа III	16	20.2	2835	0.9	7

Выделенные группы значительно различаются по проницаемости и степени их представленности в выборке. Группа 1 представляет около 80 % всех анализируемых образцов и характеризуется проницаемостью от 5 до 840 мД. Группа 2 имеет значительно более высокую проницаемость — от 960 до 1630 мД. Встречаемость этих пород составляет 13 %. Группа 3 характеризуется проницаемостью — от 1870 до 4060 мД, и составляет 7 % суммарной выборки.

Полученные данные показывают, что при равномерном закачивании воды в пласт не будет происходить её равномерного распределения. Вода будет устремляться в пропластки с проницаемостью в 4–9 раз превышающей значения проницаемости для большей части горных пород пласта. Движение воды по высокопроницаемым пропласткам приведет к преждевременному обводнению эксплуатационных скважин.

Для увеличения гидравлического сопротивления и закрытия наиболее проницаемых каналов используются технологии формирования равномерного фронта вытеснения нефти или выравнивания профиля приемистости (ВПП) (Исмаилова, 2018).

Основная идея технологии формирования равномерного фронта вытеснения флюида заключается в том, что в пропластки с различной проницаемостью закачиваются различные химические реагенты. Для участков пород с высокой проницаемостью применяются реагенты, которые снижают проницаемость и тем самым выравнивают профиль приемистости пласта и препятствуют опережающему заводнению этих зон.

На Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении, были протестированы осадкообразующие реагенты СОНПЛАСТ Б и эмульгатор СОНЭКС Р. Применение осадкообразующих реагентов позволяет создавать зоны с повышенным фильтрационным сопротивлением за счет образования осадка непосредственно при контакте с пластовой водой. Эмульсии представляют собой дисперсные системы, образованных двумя взаимно нерастворимыми друг в друге жидкостями (углеводородная и водная фазы). Водонефтяные эмульсии ограничивают водопритоки. В несколько скважин месторождения были закачаны полимеры,

подобранные в соответствии с проницаемостью пропластков. На всех скважинах был отмечено снижение обводненности скважин.

Особенности системы поддержания пластового давления при разработке газоконденсатных месторождений (на примере Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения)

Магистрантом Б.Ж. Батожаргаловым (научный руководитель А.Ф. Летникова) рассмотрены актуальные аспекты проектирования и эксплуатации системы поддержания пластового давления для газоконденсатных залежей.

Газоконденсатные месторождения характеризуются высокими начальными пластовыми давлениями и сложными фазовыми параметрами углеводородов. Для обеспечения максимальной конденсатоотдачи и продления срока рентабельной эксплуатации месторождения применяются методы ППД, важнейшим из которых является обратная закачка газа в пласт (сайклинг-процесс). Эффективность системы ППД напрямую зависит от правильного выбора оборудования скважин, схемы их обвязки и режимов закачки (Закиров и др., 2025).

Т а б л и ц а 2

Конструкция газонагнетательных скважин

T a b l e 2

Design of gas injection wells

№ скв.	Назна-чение	Конст-рукция скважины	Глубина спуска, м	Забой	Интервал перфорации (ИП)	Устьевое оборудование	Подземное оборудование
19	Газонагнет.	н — 426	25	2689	2664-2679	ОКК-1М — 219x146x350	НКТ 73М с воронкой
		к — 299	225			АФК6 — 65x350	на глубине 2642
		т/к — 219	1390				
		э/к — 146	2708				
301	Газонагнет.	н — 426	41.7	3017.3	2976-2979 2991.5-3001,5		НКТ 2971.6
		к — 324	283				
		т/к — 245	1154				
		э/к — 168	3028				
303	Газонагнет.	н — 426	43	3562			
		к — 324	372,18				
		т/к — 245	869.78				

		э/к — 168	3150.72			
		х — 114	3368.3			
304	Газонагнет.	н — 426	32	3207		
		к — 324	303			
		т/к — 245	1170			
		э/к — 168	3024			
305	Газонагнет	н — 426	40	2866		
		к — 324	299			
		т/к — 245	1213			
		э/к — 168	2863			
306	Газонагнет.	н — 426	38	3571		
		к — 324	375.01			
		т/к — 245	1432			
		э/к — 168	3069.41			
		х — 114	3569			
322	Газонагнет.	н — 426	46.52	3379		
		к — 324	300.21			
		т/к — 245	885			
		э/к — 168	3378.3			

Конструкция и оборудование газонагнетательных скважин. Проектом дальнейшей разработки Ярактинского НГКМ (Технический..., 2015) предусмотрено бурение семи газонагнетательных скважин, конструкции которых выбираются с учётом геологических условий, ожидаемых рабочих давлений и необходимости защиты эксплуатационной колонны от коррозионного и абразивного воздействия. В таблице 2 представлены параметры конструкции для типовых нагнетательных скважин.

Опыт эксплуатации показывает, что применение пакерной схемы обеспечивает защиту эксплуатационной колонны от коррозии и позволяет проводить ремонт без глушения. Однако наличие пакера усложняет исследовательские работы, а длительное воздействие солевых растворов может привести к отказу циркуляционного клапана (Инструкция..., 2010). Отсутствие телескопического соединения в компоновке вызывает температурные деформации лифтовой колонны и нарушение герметичности резьбы на трубах. В связи с этим при падении пластового давления целесообразен переход на беспакерную эксплуатацию, снижающую трудоёмкость ремонта.

Выбор лифтовых колонн и устьевого оборудования. Для обеспечения выноса жидкости и конденсата с забоя диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ) выбирается в зависимости от дебита скважины. Для Ярактинского месторождения рекомендованы следующие типоразмеры:

- НКТ 73 мм — для дебитов до 200 тыс. м³/сут;
- НКТ 89 мм — для дебитов свыше 200 тыс. м³/сут.

Компоновка лифтовой колонны включает посадочный ниппель, клапан-отсекатель и воронку. Посадочный ниппель предназначен для установки клапана-отсекателя в процессе эксплуатации или глухой пробки при ремонте.

Устье эксплуатационных и нагнетательных скважин оборудуется фонтанной арматурой типа АФК6-80/65x35 К1 ХЛ (производство «Сибнефтегазмаш», г. Тюмень) с рабочим давлением 35 МПа и температурой до 120 °С. Технические характеристики арматуры приведены в таблице 3. Для обвязки обсадных колонн применяется оборудование ОКК1-35-146x219 (эксплуатационные скважины) и ОКК2-350-168x245x324 ХЛ (нагнетательные скважины).

Таблица 3

Технические характеристики фонтанной арматуры АФК6-80/65x35 К1 ХЛ

Table 3

Technical characteristics of the AFK6-80/65x35 K1 HL wellhead fittings

Параметр	Значение
Рабочее давление, МПа	35
Температура, °С	120
Условный диаметр обвязываемых труб, мм	-
Условный проход ствола и рабочих струн, мм	80/65

В обвязке скважины предусматриваются стационарные продувочно-задавочные линии, обратные клапаны на линии закачки, клапан-отсекатель на линии отбора, а также манометры и термометры для контроля параметров. Шлейфы рассчитаны на давление 16.0 МПа и оснащаются предохранительными клапанами СППК4-80-160 УХЛ1.

Система закачки газа в пласт (сайклинг-процесс). Основой повышения конденсатоотдачи на Ярактинском НГКМ является сайклинг-процесс — закачка в пласт осушённого газа после извлечения из него тяжёлых компонентов.

Технологическая схема включает:

- установку компримирования газа на площадке УКПГ;
- высоконапорный газопровод к нагнетательным скважинам;

– семь газонагнетательных скважин.

Принцип работы: углеводородный газ давлением 1.5 МПа и температурой 10–40 °С поступает на компрессорную станцию. Для сжатия до 25 МПа используются шесть компрессорных установок R-CA-4735LE-6-3 производства ENERFLEX ENERGY SYSTEMS Inc. Каждая установка включает трёхступенчатый поршневой компрессор Ariel JGU-6/3 и газопоршневой двигатель Caterpillar G3616 TALE. Сжатый газ охлаждается в аппаратах воздушного охлаждения, проходит коалесцентную фильтрацию и направляется в коллектор диаметром 273×28 мм. Давление закачки поддерживается в диапазоне 23–27 МПа, температура на выходе из аппаратов воздушного охлаждения (АВО) — до 48.9 °С. Рабочие параметры компрессорной установки приведены в таблице 4.

Таблица 4

Рабочие параметры компрессорной установки R-CA-4735LE-6-3

Table 4

Operating parameters of the compressor unit R-CA-4735LE-6-3

Наименование параметра	Значение
Расчётная производительность на номинальном режиме, нм ³ /ч	35417
Давление на входе в установку, МПа (изб.)	
— расчетное	1.5
— минимальное	1.4
— максимальное	1.8
Температура газа на входе в установку, °С	
— расчетное	25
— минимальная	10

Система автоматического управления регулирует производительность изменением частоты вращения двигателя и открытием байпасного клапана, обеспечивая защиту при аварийных ситуациях.

Таким образом, разработка газоконденсатных месторождений с применением системы ППД требует комплексного подхода к выбору оборудования и технологических решений. На примере Ярактинского НГКМ показано, что:

– использование пакерной схемы на начальном этапе оправдано, но по мере падения давления эффективен переход на беспакерную эксплуатацию;

– для обеспечения выноса жидкости диаметр НКТ должен соответствовать ожидаемым дебитам;

– устьевое оборудование должно быть рассчитано на давление не менее 35 МПа и включать элементы противofонтанной защиты;

– сайклинг-процесс с применением современных компрессорных установок позволяет поддерживать пластовое давление и увеличивать конденсатоотдачу.

Представленные рекомендации могут быть использованы при проектировании систем ППД для аналогичных месторождений.

К вопросу об оценке влияния геологического строения на эффективность буровых работ на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении

Магистрантом А.Л. Базаровым (научный руководитель С.П. Примина) проведен анализ влияния геологических особенностей Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) на эффективность буровых работ.

Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное на юго-восточном склоне Непско-Ботубинской антеклизы, является важным объектом нефтегазодобычи Восточной Сибири. Его продуктивные горизонты приурочены к нижневендским терригенным отложениям, характеризующимся сложной геологической структурой. (Плюснин, 2019) Актуальность проведенного исследования обусловлена необходимостью повышения эффективности буровых работ.

Ярактинское НГКМ приурочено к ярактинскому горизонту нижневендских терригенных отложений на юго-западном погружении Непского свода Непско-Ботубинской антеклизы. Относится к Прибайкальской нефтегазоносной провинции. Месторождение многопластовое: продуктивные горизонты образуют несколько разноуровневых залежей. Его строение осложняют трапповые интрузии, литологическая неоднородность

пород и тектонические нарушения, что создаёт дополнительные вызовы при бурении и добыче углеводородов (Плюснин, 2023).

Геологический разрез представлен тремя структурными ярусами: фундаментом, состав породы является кристаллические образования возрастом архей-протерозой; довендский промежуточный комплекс, на Ярактинском месторождении отложения рифея непосредственно не вскрыты, но их присутствие предполагается в региональном плане; и венд-палеозойским осадочным чехлом.

В вендских отложениях, частично — в кембрийских выделяются ряд продуктивных и перспективных горизонтов. Промышленные запасы нефти и газа приурочены к терригенным отложениям ярактинского горизонта (нижний венд) и частично к карбонатным породам осинского горизонта усольской свиты (нижний кембрий). Перспективными являются вендские терригенные комплексы (непская и тирская свиты) и межсолевые пласты бельской и ангарской свит кембрия.

Основные запасы нефти и газа месторождения связаны с ярактинским горизонтом, представленным терригенными отложениями непской свиты вендского возраста. Горизонт включает в себя два пласта: верхний — Я₁ и нижний — Я₂, разделенные глинистой перемычкой. Пласт Я₂ сложен кварцевыми и полевошпатокарцевыми песчаниками, местами гравелитистыми. Общая толщина пласта меняется от 3 до 35 м (увеличивается в южном направлении, уменьшается на северо-западе). В ряде скважин коллектор замещён плотными непроницаемыми породами (аргиллитами, глинистыми алевролитами) или сильно уплотнён в зонах развития трапповых интрузий. Пласт Я₁ представлен кварцевыми, хорошо отсортированными песчаниками с прослоями алевролитов. Общая толщина пласта составляет от 2 до 20 м. Прослой глинисто-алевролитовых пород встречаются редко, их толщина 0.3–0.8 м. В центральной и южной частях площади месторождения пласты Я₁ и Я₂ разделяются глинистой перемычкой толщиной от 1,5 до 7 м, представленной аргиллитами зеленовато-серых и тёмно-серых оттенков. В северо-западной части месторождения перемычка часто выклинивается, и пласты сливаются в единый песчаный массив.

На Ярактинском месторождении выявлены залежи четырёх типов: пластовые, стратиграфически экранированные, литологически экранированные и тектонически экранированные. Продуктивные отложения связаны с ярактинской пачкой (переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов). В разрезе выделено пять нефтяных, четыре нефтегазоконденсатных и одна газовая залежь, распределённые по трем продуктивным пластам. Характерная особенность — высокая лито-фациальная изменчивость пород по площади.

По данным исследований, а также по результатам ГИС, пористость отложений Ярактинского месторождения варьируется: в среднем составляет 6.0–10.0 %, максимальные значения достигают 16.0–19.0 %. Проницаемость в среднем — 85 мД, с максимумом до 1165 мД; в большинстве разрезов преобладают значения 10–100 мД. Пористость нефтенасыщенной части варьируется в диапазоне 6.0–10.0 %, с локальными максимумами до 16.0–19.0 %, а газонасыщенной части в среднем составляет 5.0–9.0 %, с локальными максимумами до 14.0–16.0 %.

Одним из главных необходимых условий для проведения буровых работ на месторождении является определения его геологического строения. Ярактинское НГКМ является тому примером, неравномерность геологического строения напрямую влияет на выбор методов бурения, конструкции скважин и буровых растворов. Неравномерность литологического состава, изменчивость коллекторских свойств, тектонические нарушения, аномальные пластовые давления и неоднородность флюидонасыщения определяют необходимость адаптации буровых технологий.

Тектонические нарушения на Ярактинском НГКМ связаны с глубинными разломами, неоднородностью фундамента и трапповым магматизмом. Эти факторы существенно повлияли на геологическое строение месторождения, распределение продуктивных отложений и формирование залежей углеводородов. По данным гравиметрических исследований, проведённых в 1969–1972 годах, площадь Ярактинского месторождения приурочена к зоне глубинных разломов меридионального направления.

Неоднородность фундамента, сложенного породами разного состава, плотности и намагниченности, носит зональный характер. Разломы способствовали дроблению структуры, образованию блоков с различным насыщением коллекторов и могли влиять на миграцию углеводородов. Породы фундамента на Ярактинском месторождении представлены гранитами, гранодиоритами, а также в меньшей мере хлоритово-серицитовыми и хлоритово-амфиболитовыми сланцами. Их возраст — рифейский. Неоднородность фундамента создала условия для локального контроля распределения отложений и формирования ловушек углеводородов. В центральной части Непско-Ботубобинской антеклизы распространены интрузивные тела долеритов (траппов), которые внедрялись в среднюю часть осадочного чехла. Трапповые тела, залегающие выше продуктивных горизонтов, могли экранировать потоки углеводородов, препятствовать свободной циркуляции вод и влиять на минерализацию пластовых вод. Гидротермальная деятельность вблизи магматических тел изменяла минеральный состав пластовых вод, что могло приводить к вторичным преобразованиям пород (например, сульфатизации, засолонению). Тектонические нарушения определили литологическую неоднородность ярактинского горизонта, блоковое строение залежей, изоляцию отдельных нефтегазоносных зон и перераспределение давлений.

Траппы (трапповый магматизм) на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении оказали значительное влияние на геологическое строение, распределение углеводородов и условия их накопления. Это влияние имело как положительные, так и отрицательные аспекты, что породило определённые проблемы в разработке месторождения. Трапповые тела, залегающие в осадочном чехле, препятствовали свободной циркуляции вод в разрезе. Это способствовало повышению минерализации пластовых вод в подтрапповых осадочных породах. Вблизи остывающих магматических тел происходили гидротермальные процессы. Они влияли на минеральный состав пластовых вод, обогащая их кремнезёмом. В породах могло происходить выпадение минералов группы кремнезёма из кремнистых

растворов, сопровождавших внедрение трапповых тел. Трапповые тела, развитые на нескольких стратиграфических уровнях (в основном в соленосно-карбонатных отложениях), значительно осложняли структуру осадочного чехла. Это затрудняло прогнозирование залежей и планирование разработки. Трапповый магматизм затруднял прогнозирование наличия и масштабов залежей углеводородов. Необходимо было учитывать сложное взаимодействие между интрузиями, битуминозностью вмещающих отложений и другими факторами. При бурении скважин отмечались значительные поглощения раствора при прохождении траппов. Это затрудняло процесс бурения и увеличивало его стоимость. Для решения этих проблем потребовалось: анализ гипсометрического

положения трапповых силлов относительно залежей позволил выявить аномалии, которые могут использоваться как дополнительный критерий при поисках нефти и газа, внедрялись технологии ингибирования солеотложений (ИСО) и использовались альтернативные растворители для удаления гипсовых и других отложений в призабойной зоне пласта, применялись методы обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) с учётом типа кольматанта и свойств пластовой воды. Выбор реагентов основывался на данных о составе попутно добываемых вод и истории работы скважины.

Рассмотрим два примера скважин, пробуренных на Ярактинском месторождении, с разными геологическими условиями и технологиями бурения (табл. 5).

Т а б л и ц а 5

Сравнительный анализ двух скважин

Table 5

Comparative analysis of two wells

Параметр	Скважина № 1	Скважина № 2
Тип скважины	Вертикальная	Горизонтальная с горизонтальным участком 900 м
Геологические условия	Устойчивые породы, однородное строение	Неоднородное строение, АВПД, тектонические нарушения
Технология бурения	Роторное бурение	Наклонно-направленное с забойным двигателем
Буровой раствор	Пресный кольматирующий	Ингибирующий хлоркалийевый
Конструкция	4 колонны	4 колонны + хвостовик с фильтрами
Вскрытие пласта	Перфорация на депрессии	Многостадийный ГРП
Дебит нефти	85 м ³ /сут	60 м ³ /сут (после ГРП)
Время бурения	28 дней	45 дней
Осложнения	Минимальные	Прихваты, поглощения

Скважина № 1 вертикальная, участок с устойчивыми породами и скважина № 2 горизонтальная, участок с неоднородным строением. Первая скважина расположена в юго-восточной части месторождения, куст № 52, глубина по стволу 1850 м. Геологическое строение обусловлено песчаниками и карбонатными породами средней крепости. Пористость 15–18 %, проницаемость 200–500 мД, пластовое давление 18.5 Мпа близко к гидростатическому. Отсутствие тектонических нарушений в интервале бурения, флюидонасыщенный горизонт однородный. Скважина пробуривалась роторным типом с вращением всей бурильной колонны. Буровой раствор пресный профилактический с кольматирующими добавками (мел, целлюлоза) для

предотвращения кавернообразования. Плотность раствора — 1,15 г/см³. В результате дебит нефти 85 м³/сут., дебит конденсата: 15 т/сут., время бурения 28 дней, осложнения минимальные (кратковременные затяжки инструмента в интервале 1600–1650 м из-за сужения ствола).

Вторая скважина расположена в северо-западной части месторождения, куст № 212, глубина по стволу 2150 м, длина горизонтального участка — 900 м. Геологическое строение обусловлено чередованием аргиллитов, алевролитов и тонких пропластков песчаника. Пористость 8–12 %, проницаемость 5–30 мД, пластовое давление 22 Мпа (аномально высокое). Наличие тектонического разлома в интервале 1900–2000 м,

линзовидное распределение углеводородов. Бурение происходило путем наклонно-направленного с горизонтальным окончанием, с применением забойного двигателя и телесистемы MWD для геонавигации. Буровой раствор ингибирующий хлоркалийевый с полисахаридным реагентом. Плотность — 1.25 г/см³ для компенсации АВПД. В зонах поглощения добавляли наполнитель (ореховая скорлупа). В результате дебит нефти после ГРП: 60 м³/сут. (в 2.5 раза выше прогнозируемого для вертикальной скважины), дебит конденсата: 20 т/сут., время бурения 45 дней (увеличение сроков из-за корректировки траектории), осложнения: прихваты

инструмента в интервалах с аргиллитами (устранены расхаживанием) и частичное поглощение раствора в зоне разлома (устранено добавлением наполнителя).

Таким образом выбор технологии бурения напрямую зависит от геологических условий. Для устойчивых пород эффективна вертикальная скважина с роторным бурением, а для сложных участков с низкой проницаемостью — горизонтальная скважина с ГРП и геонавигацией.

Проведем сравнение двух нефтегазоконденсатных месторождений — Ярактинского и Астраханского (табл. 6).

Т а б л и ц а 6

Сравнение двух нефтегазоконденсатных месторождений

Table 6

Comparison of two oil and gas condensate fields

Параметр	Ярактинское месторождение	Астраханское месторождение
Пористость	3–12 % (зависит от фациальных условий)	3–14 % (неоднородно распределена, преобладает 8–12 %)
Проницаемость	10–100 мД (снижается в подошвенных частях)	0.001–1.0×10 ⁻¹⁵ м ² (зависит от трещиноватости)
Тип коллектора	Терригенный (песчаники), трещинно-поровый	Карбонатный (известняки, доломиты), порово-трещинный
Факторы, влияющие на ФЕС	Литологическая неоднородность, глинизация, цементация	Трещиноватость, отсутствие глинистых слоёв, локальность высокопористых зон

На ярактинском горизонте наблюдается литологическая неоднородность (Сабанчин, 2015). В коллекторах отложений баров приливно-отливной равнины пористость преимущественно составляет 3–6 %. В распределительных субаквальных каналах пористость выше — от 9 до 12 %. Уменьшение песчаности в восточном направлении за счёт обогащения разреза глинисто-алевритистыми прослоями и увеличения содержания глинистого цемента приводит к ухудшению фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС). В коллекторах отложений баров приливно-отливной равнины проницаемость варьируется от 10 до 100 мД. В распределительных субаквальных каналах проницаемость аналогична — от 10 до 100 мД, но ухудшается в подошвенных частях. Несмотря на относительно высокие значения пористости в субаквальных каналах, ФЕС оцениваются как низкие

из-за негативного влияния карбонатизации, ангидритизации и локального присутствия глинистого цемента (Коновальцева, 2010), а также из-за малого размера пор, не обладающих хорошей пропускной способностью.

Средневзвешенная по эффективной газонасыщенной толщине пористость Астраханского газоконденсатного месторождения изменяется от 3.0–6.0 до 14 % и выше. Участки с пористостью более 12 % имеют локальное распространение и занимают около 3 % площади в склоновых и присводовых частях поднятия. Около 80 % разреза представлено коллекторами средней ёмкости с пористостью от 8 до 12 %. Проницаемость варьируется от 0.001 до 1.0×10⁻¹⁵ м². Наличие достаточно высоких дебитов эксплуатационных скважин при сравнительно низкопористом разрезе свидетельствует о существенной роли трещиноватости в обеспечении проницаемости

разреза. Особенности данного месторождения карбонатные пласты крайне неоднородны, глинистые слои отсутствуют. Пласты с высокой пористостью и проницаемостью образуют отдельные, изолированные линзы в пределах подсолевого разреза. Трещинная и каверновая ёмкости имеют подчинённое значение, основную долю в продуктивном разрезе составляет поровый тип коллектора.

Таким образом, на Ярактинском месторождении ФЕС определяются преимущественно литологической неоднородностью и степенью цементации. На Астраханском месторождении ключевую роль играет трещиноватость, которая компенсирует относительно невысокую пористость матрицы карбонатных пород. Оба месторождения демонстрируют пример того, как геологические условия формируют фильтрационно-ёмкостные свойства коллекторов, что важно учитывать при разработке.

В заключение следует отметить, что в результате анализа геологического строения Ярактинского НГКМ установлена его неравномерность, обусловленная литологической неоднородностью, тектоническими разломами, трапповыми интрузиями и изменчивостью ФЕС (пористость 6.0–10.0 %, локально до 19 %, проницаемость 10–100 мД, максимум до 1165 мД). Эта неравномерность напрямую влияет на выбор технологии бурения. В зонах с устойчивыми породами эффективно вертикальное роторное бурение с пресными кольматирующими растворами, что обеспечивает дебит до 85 м³/сут и имеет продолжительность около 28 дней. В сложных участках с АВПД и низкой проницаемостью (5–30 мД) более оправдано наклонно-направленное бурение с горизонтальным окончанием и многостадийным ГРП — такой подход даёт дебит 60 м³/сут. после ГРП, хотя и требует больше времени (45 дней). Таким образом, адаптация буровых технологий под конкретные геологические условия позволяет минимизировать осложнения, повысить дебит скважин и обеспечить рациональную разработку месторождения.

Анализ осложнений в процессе строительства скважин на Ковыктинском газоконденсатном месторождении

Магистрантом Д.А. Дамбаевым (научный руководитель С.П. Примина) рассмотрены осложнения, возникающие в процессе бурения на Ковыктинском газоконденсатном месторождении при вскрытии объектов с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) приуроченных к галогенно-карбонатной гидрогеологической формации.

Ковыктинское газоконденсатное месторождение (ГКМ) — крупнейшее на Востоке России по запасам газа (Белонин, 2006) является базовым для формирования Иркутского центра газодобычи и ресурсной базой для газопровода «Сила Сибири» наряду с Чайдинским месторождением в Якутии.

В целом, на месторождении состояние техники и технологии проведения геологоразведочных работ находится на достаточно высоком уровне. Буровые работы производятся филиалом ООО «Газпром-Бурение», филиал «Оренбург бурение-Восточная Сибирь».

Актуальность проведенного исследования связана с тем, что бурение скважин — сложный процесс, который требует учета множества факторов, включая геологические условия, технические характеристики оборудования и экологические аспекты (Мандельбаум, 2005). Таким образом, анализ осложнений и рисков при бурении скважин играет ключевую роль в обеспечении безопасности, экономической выгоды и экологической устойчивости проектов в области газо- и нефтедобычи.

Условия бурения глубоких скважин на территории юга Сибирской платформы оцениваются как «сложные» ввиду присутствия в части разреза осадочного чехла в карбонатно-галогенной толще кембрия пластов коллекторов и в терригенно-карбонатной толще венда парфеновского горизонта пластов коллекторов, которые могут характеризоваться либо поглощениями бурового раствора, либо аномально высокими

пластовыми давлениями (АВПД) флюидов. При проходке бурением зоны АВПД высока вероятность возникновения аварийной ситуации — от повреждения буровой колонны, буровой установки до потери скважины.

Геологические нарушения нормального процесса строительства скважины, которые требуют принятия безотлагательных и эффективных мер для их устранения и продолжения процесса бурения, называется осложнением. При этом предполагается, что требования технического проекта на строительство скважин выполняются. К основным видам осложнений относят:

- 1) газонефтеводопроявления (ГНВП);
- 2) рапопроявления и выход сероводорода;
- 3) поглощение буровых и тампонажных растворов при бурении.

Газонефтеводопроявление — это непредвиденный выброс смеси газа, нефти и воды на поверхность, внутрь скважины или в колонное пространство в результате бурения или эксплуатации скважины. Это может происходить из-за сбоя оборудования, высокого пластового давления, нарушения целостности скважины или технических проблем. ГНВП может представлять опасность для

окружающей среды, а также для работников и оборудования на месторождении.

Признаки газонефтепроявления на скважине могут значительно влиять на параметры добычи из-за изменений в свойствах промысловой жидкости и давления выходящей нефти. В зависимости от интенсивности и продолжительности поступления газа и воды, на поверхности скважины образуются определенные признаки (рис. 3), свидетельствующие о наличии ГНВП. К ним относятся:

- увеличение объема промысловой жидкости в системе циркуляции;
- значительный рост скорости механического бурения за счет снижения трения;
- повышение уровня промысловой жидкости в системе циркуляции во время спуска рабочего инструмента;
- постоянный газовый поток в жидкости, который постепенно увеличивается;
- снижение плотности рабочей жидкости из-за поступления воды через стенки скважины.
- изменение давления в насосах вследствие проникновения газа или воды в скважину;
- увеличение скорости циркуляции промысловой жидкости под действием давления пластовых газа или воды.

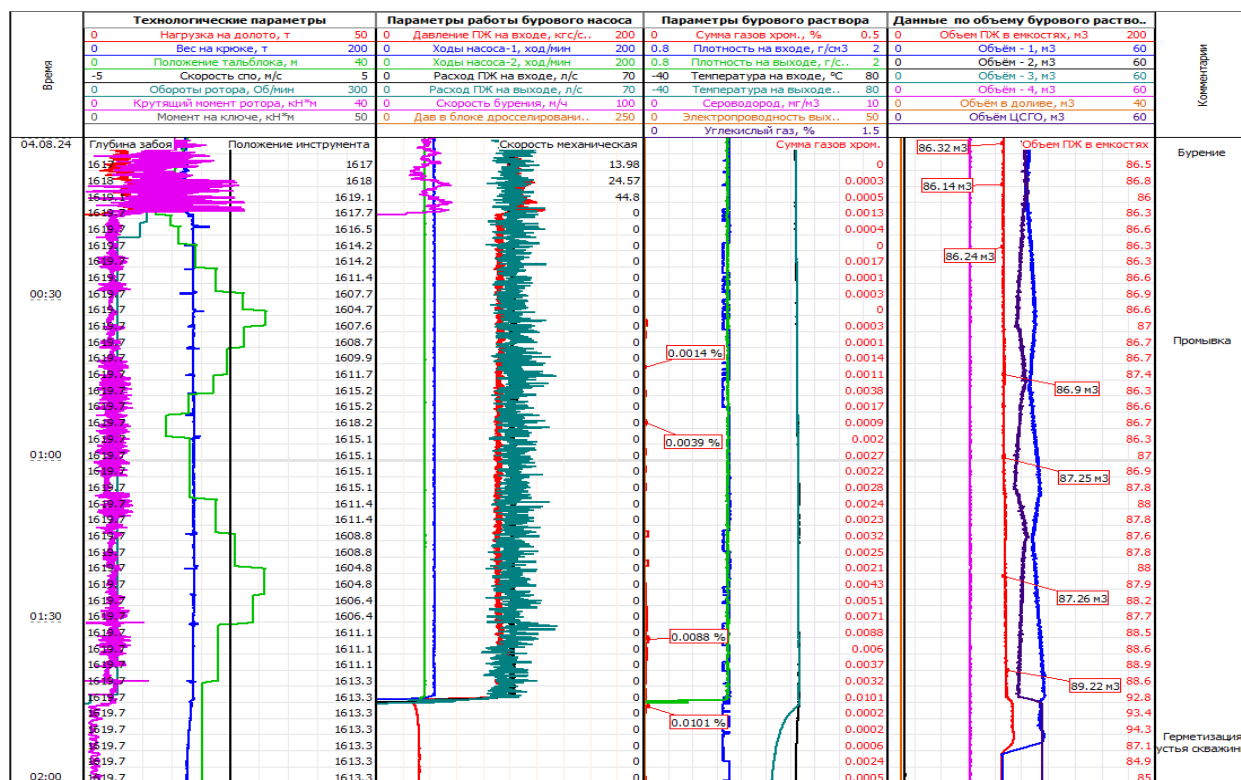


Рис. 3. Технические параметры скважины с газонефтеводопроявлением.

Fig. 3. Technical parameters of wells from the oil gas water showings.

При обнаружении первых признаков газонефтеводопроявления необходимо оперативно приступить к мерам по его устранению. При обнаружении ГНВП требуется провести герметизацию устья, ствола и канала скважины, а также незамедлительно информировать руководство о ситуации. После подтверждения факта газонефтеводопроявления вызывается специализированная бригада для его ликвидации. К работам по устранению ГНВП допускаются только квалифицированные рабочие и специалисты, прошедшие специальное обучение и углубленную подготовку по вопросам ликвидации и профилактики аварий. Ликвидация ГНВП проводится с использованием специального оборудования, которое позволяет спустить в ствол бурильные трубы при высоком давлении. С целью остановки газонефтеводопроявления одновременно создается оптимальное выравнивающее давление в стволе, равное или превышающее пластовое. Если во время спуска оборудования возникает фонтанирование из-за газонефтеводопроявления, принимаются меры по его глушению в соответствии с аварийным планом. В этом случае потребуются дополнительное привлечение

представителей органов технического надзора.

Рапопроявление – это выход в скважину из недр земли перенасыщенного гелеобразного солевого раствора, напоминающего гель. Подземная рапа образуется в зонах контакта пластов каменной соли с водонасыщенными грунтами (Аверкина, 2007). Рапопроявление существенно осложняет процесс бурения. Также фонтанирование рапы часто сопровождается выделениями газов, включая сероводород, в объемах, существенно превышающих ПДК. Как правило, зоны рапо накопления имеют аномально высокие пластовые давления.

Рассолы, в зависимости от условий образования, бывают двух типов:

- седиментационные (сформированные в результате сохранения или накопления маточных растворов);

- рассолы выщелачивания (образованные вследствие растворения и выщелачивания в проникающие воды соляных отложений).

Осложнения, которые возникают в результате рапопроявления:

- фонтанирование скважины;

— деформация обсадных колонн из-за высоких пластовых давлений;

— прихваты бурильных труб в условиях образования соляных пробок;

— коррозия обсадных колонн и цементного камня из-за высокой минерализации рассола;

— коагуляция буровых растворов и ухудшение их свойств;

— гидроразрыв вышележащих пластов, состоящих из слабосцементированных пород.

Еще одной проблемой при проходке являются используемые буровые долота и несовершенные системы очистки. Из-за них в растворе увеличивается концентрация мелкодисперсной фазы горной породы, повышая его плотность. Для возвращения ее к проектному значению, раствор разбавляют, это снижает концентрации полимеров, ухудшая ингибирующие способности раствора. Как следствие, интенсивность растворения галита и осмотических и диффузионных процессов растёт.

Выделяют две гипотезы причин осложнений при бурении карбонатно-галогеновых формаций:

— пластическое течение солей, вызывающее смятие обсадных колонн;

— наличие зон АВПД.

Выделяют два типа факторов возникновения рапопроявлений:

1) Геологический. Соли гравитационно уплотняются, в результате чего минералы перекристаллизуются, гидратируются или дегидратируются, активно захороняется рапа, в силу изменяющихся гидродинамических и гидрохимических условий и заполняющихся межсолевых прослоев.

2) Технологический. Фактор интенсивности рапопроявлений, порождаемый воздействиями бурового раствора на пропластки в соляной толще. Еще одной технологической причиной является эффект поршневания, возникающий при спуско-подъемных операциях ввиду уменьшения гидростатического давления в скважине. Рапопроявления

также возникают после гидроразрыва пласта, причиной которого является высокая эквивалентная циркуляционная плотность, причем поглощение начинается только после полной остановки циркуляции раствора.

Проблемы рапопроявлений при бурении являются весьма актуальными для территорий с наличием соленосных пород. Они встречаются в Ангарско-Ленском бассейне, на территории Восточно-Кубанской и Прикаспийской впадин, Припятском и Предкарпатском прогибах, в Днепровско-Донецкой и Аму-Дарьинской впадинах. Этот вопрос не решен и до сегодняшнего дня. Примеры проблемных скважин на месторождениях Восточной Сибири представлены в таблице 7.

В основном используют 2 способа борьбы с рапопроявлениями: увеличение плотности раствора и разрядка рапопроявляющего горизонта. Однако при повторном вскрытии пласта в результате его закупорки седиментирующей рапой дебиты значительно растут и увеличение плотности приводит лишь к поглощению. Кроме того, при утяжелении раствора вероятность возникновения прихватов повышается.

Ликвидация осложнений путем разрядки рапопроявляющего горизонта также малоэффективна, поскольку полностью он не истощается, а за это время раствор полностью приходит в негодность. Более того, даже после длительного проявления пласта, давление в нем выше подстилающего горизонта. Данный метод продуктивен лишь при линзовидном локальном скоплении рапы с малой энергией. Однако при бурении в Оренбургском геологическом районе данный метод хорошо себя проявил. Это связано с геологическими особенностями: в некоторых местах под линзами рапы залегают толщи песчаников высокой проницаемости с надежными экранами из глинистых пород. Эти пласты использовались в процессе бурения как резервуар, в который перетекала (поглощалась) рапа из линзы.

Примеры проблемных скважин на площадях Восточной Сибири

Table 7

Examples of problem wells in the areas of Eastern Siberia

Месторождение, площадь	№ скв.	Стратиграфическая приуроченность	Вид осложнения	Экологические последствия
Верхоленская	131	-	Фонтан сероводородного рассола дебитом 700 м ³ /сут.	Колонна бурильных труб выдавлена из скважины
Рудовская	176	Усольская свита	Аварийный фонтан рассола дебитом 3000 м ³ /сут. с сероводородом	Концентрация сероводорода 6-10 ПДК
Омолойская	13	Балыхтинский горизонт	Аварийный выброс рапы дебитом 7600 м ³ /сут.	-
Балаганкинская	2	-	Фонтан сероводородного рассола дебитом 1080 м ³ /сут.	Скважина фонтанировала в течение года
Знаменская	3р	Усольская свита	Рапопроявление дебитом 7000 м ³ /сут., смятие ОК	Скважина фонтанировала 2 месяца
Купская	2	Траппы	Поглощение с потерей циркуляции	-
Ковыктинское ГКМ	18	Христофоровский горизонт	Аварийное интенсивное рапопроявление дебитом 5000 м ³ /сут.	-
	3	Ангарская свита	Рапопроявление дебитом 110 м ³ /сут., смятие ОК, скважина не достигла проектного забоя	К _а — 1.89

Выход сероводорода. H₂S — бесцветный газ, очень ядовитый и имеющий характерный запах гниющего белка. Сероводород встречается в вулканических газах и водах минеральных источников. Образование его происходит также в результате деструктивного разложения органических сернистых отложений, находящихся в материнских породах и коллекторах углеводородов. Сероводород оказывает отрицательное действие на организм человека, на оборудование и на свойства буровых растворов. Отметим, что при длительном вдыхании воздуха, содержащего этот газ, даже в небольших количествах вызывает тяжелые отравления человека. Кроме того, под влиянием этого газа возможна коррозия металла, которая проявляется в зависимости от свойств и времени контакта с газами.

Поглощение промывочной жидкости. Одну из главных трудностей на Ковыктинском газоконденсатном месторождении составляют поглощения промывочной жидкости в интервале верхоленской, илгинской и литвинцевской свит.

Анализируя данные из архивных дел пробуренных разведочных скважин на КГКМ,

выявлено, что границы интервала 0–350 м расположены полностью или частично в размытых отложениях ордовика. Породы, слагающие интервал поглощений, характеризуются низкими значениями эквивалентов градиентов пластовых давлений. Интенсивность поглощения от 4–10 м³/час до полной потери циркуляции. Статические уровни промывочного агента в скважинах на 3–10 м выше кровли поглощающих пластов или равны текущему забою скважины при проводке стволов скважин в ордовикских отложениях. Вскрытые зоны поглощения характеризуются различной степенью сложности их ликвидации.

По мнению К.В. Бузанова: «Проектными решениями в данном проблемном интервале предусмотрено крепление ствола скважины и изолирование пластов секциями направления, кондуктора и технической колонны. Уточненный интервал несовместимости условий бурения 0–900 м, где глубина 900 м является подошвой верхоленской свиты, целесообразно разбить на две зоны: 0–350 м и 350–900 м. Данное деление необходимо для обеспечения научно-методического подхода

исследованию проблем поглощений промывочной жидкости» (Бузанов, 2018).

Частичные поглощения необходимо ликвидировать путем закачки глинистых паст с набором наполнителей и тампонируванием скважины. Проводку скважин с осложнениями — катастрофическими потерями рабочего агента — осуществлять на технической воде без выхода циркуляции или на пене (газожидкостной смеси) при подаче бурового насоса 2 л/с, компрессора — 100 л/с с последующим спуском кондуктора.

Степень сложности ликвидации осложнения предусматривала нетрадиционные меры по организации дальнейшей проходки ствола скважины в осложненных условиях: переход на очистной агент — пену с дальнейшим перекрытием зоны поглощения обсадной колонной. Из результатов проведенного анализа имеющегося опыта бурения разведочных скважин на КГКМ следует, что основными трудностями при бурении пород слагаемых пачек являются поглощения промывочной жидкости вследствие

гидроразрыва ослабленных зон пачек. Однако, наблюдались случаи эффективности проведения операций по ликвидации поглощения промывочной жидкости в ослабленных зонах по технологии закупорки каналов поглощения не твердеющими и твердеющими растворами с набором фракций наполнителей, подобранными по технологии идеальной закупорки каналов трещинного типа (установка пачек с наполнителями объемом от 30 м³ до 160 м³ в интервал поглощения ослабленной зоны). Проводка двух скважин осуществлялась с полным поглощением промывочной жидкости, расширением ствола скважины, установки расширенного интервала осложненного участка ствола скважины оборудования для локального крепления скважин (ОКЛС). Способ ликвидации осложнения установкой ОКЛС применен на скважинах №№ 71, 68 Ковыктинского ГКМ.

Результаты анализа данных о частоте поглощения промывочной жидкости пробуренных разведочных скважин на КГКМ, представлены в таблице 8.

Т а б л и ц а 8

Частота поглощения промывочной жидкости на скважинах КГКМ

T a b l e 8

Frequency of absorption of washing liquid at wells

№ п/п	Характеристика осложнений		Количество скважин, шт.
1.	ордовик	Поглощение промывочной жидкости	31
2.		Поглощение с неполной циркуляцией	15
3.		Поглощение с полной циркуляцией	17
4.	илгинская, верхоленская свиты	Поглощение промывочной жидкости	43
5.		Частичная потеря циркуляции	20
6.		Катастрофическое поглощение	23
7.	литвинцевская свита	Поглощение промывочной жидкости	34
8.		Частичная потеря циркуляции	13
9.		Катастрофическое поглощение	11

Таким образом, в интервале от 0 до 350 м осложнения встречаются на 31 скважине, что составило 79 % анализируемых скважин, и 77 % скважин характеризуются различными осложнениями в связи с поглощением промывочной жидкости разной степени на глубине от 350 до 900 м.

На основании анализа данных по скважинам было выявлено, что главной причиной поглощения промывочной жидкости служит наличие гидродинамической системы «скважина — пласт». Поглощение промывочной

жидкости возникает при воздействии избыточного давления в направлении вглубь пласта или в сторону скважины, приложенного к системе «скважина — пласт». Следует отметить, что проводка ствола скважины на КГКМ (0–900 м) ведется в условиях возникновения поглощения промывочной жидкости с вероятностью более 77 %.

В результате анализа была разработана краткая характеристика мероприятий, направленных на ликвидацию осложнений

при бурении скважин, которая представлена в таблице 9.

Т а б л и ц а 9

Мероприятия по ликвидации осложнений при бурении скважин

T a b l e 9

Measures to eliminate complications during well drilling

№ п/п	Вид осложнения	Технологические особенности ликвидации
1.	Газонефтеводопроявления (ГНВП)	герметизация устья, ствола и канала скважины; создание оптимального выравнивающего давления в стволе, равное или превышающее пластовое; использование управляемого бурения с контролем давления (Managed Pressure Drilling, MPD)
2.	Рапопроявления	переход на использование утяжеленного бурового раствора плотностью 1920–2300 кг/м ³ ; выдержка скважины на самоизливе и множественные проходки ствола для пробивки соляных пробок; использование состава с разными сроками схватывания для лучшего сцепления тампонажа с породой
3.	Выход сероводорода	применение шлакопесчаных и цемента-шлакопесчаных смесей с добавкой тонкомолотого песка, содержащих минимальное количество оксидов железа и алюминия; очистка воды реагентами: озон, гипохлорит натрия и перекись водорода; использование аэрационной установки; при аэрации вода с сероводородом взаимодействует с кислородом, содержание серы снижается до допустимых значений
4.	Поглощение бурового раствора	крепление ствола скважины и изолирование пластов с секциями направления, кондуктора и технической колонны; при частичном поглощении проведение закачки глинистых паст с набором наполнителей и тампонируванием скважины; подбор рецептур очистного агента; могут применяться газо-жидкостные смеси и пена

Прямые признаки нефтегазоносности Сибири: анализ, методы выявления и прогнозное районирование

Магистрантом Л.А. Ивановой (научный руководитель С.П. Примина) проведена комплексная оценка прямых признаков нефтегазоносности Сибири, анализ их связи с геологическим строением региона и систематизация методов выявления и прогнозного районирования перспективных земель.

Сибирь занимает уникальное положение в мировой системе углеводородного сырья. На её территории сосредоточены гигантские запасы нефти и газа, сосредоточенные в сложнопостроенных осадочных бассейнах. Длительная история геологического развития, разнообразие тектонических структур и фациальных условий предопределяют неравномерность распределения залежей и

необходимость применения эффективных методов их прогнозирования.

Прямые признаки нефтегазоносности — это непосредственные проявления углеводородов на поверхности или в приповерхностных горизонтах: нефтяные линзы и плёнки, газовые выделения, аномальные концентрации углеводородов в почвах, подземных водах и донных отложениях, а также изменения растительного покрова, вызванные миграцией газа и нефти. Эти признаки служат ключевыми индикаторами при поисково-разведочных работах, особенно на ранних стадиях изучения территорий.

Территория Сибири охватывает древние платформенные области, складчатые пояса и молодые эпипалеозойские плиты (Смирнов, 2008). В тектоническом плане здесь выделяются Западно-Сибирская плита, Сибирская платформа (с Алданским и Анабарским щитами), Таймыро-Североземельская

складчатая область и Верхояно-Чукотская складчатая система. Такое разнообразие определяет широкий спектр нефтегазоносных бассейнов и типов ловушек.

Западная Сибирь представляет собой крупнейшую эпигерцинскую плиту с мощным (до 5–7 км) осадочным чехлом мезозойско-кайнозойского возраста. В разрезе преобладают морские и прибрежно-континентальные отложения: песчаники, алевролиты, глины с прослоями известняков и углей. Основные продуктивные горизонты приурочены к антиклинальным структурам и зонам выклинивания, что создаёт благоприятные условия для накопления углеводородов. Прямые признаки нефтегазоносности здесь часто проявляются в виде обширных геохимических аномалий, плёнок нефти на поверхности озёр и болот, а также газо- и нефтепроявлений в долинах рек.

Восточная Сибирь отличается сложным строением: Сибирская платформа перекрыта венд-кембрийскими карбонатно-терригенными отложениями, а на востоке и юге обрамляется мезозойскими складчатыми сооружениями. Нефтегазоносность связана с рифейскими и венд-кембрийскими комплексами. Вследствие интенсивных тектонических движений и траппового магматизма залежи часто литологически и тектонически экранированы. Прямые признаки нефтегазоносности имеют локальный характер, приурочены к зонам разломов и участкам трещиноватости.

Северная Сибирь включает арктические районы Таймыра, Гыданского и Ямальского полуостровов, Севера Якутии. Здесь развиты мощные толщи мезозойских и кайнозойских отложений, во многом ещё слабо изученные. Признаки нефтегазоносности нередко маскируются многолетней мерзлотой, но фиксируются по аномалиям газового состава приповерхностных отложений, газогидратам и криогенным структурам.

Таким образом, разнообразие геологических условий требует дифференцированного подхода к выявлению и интерпретации прямых признаков в каждом регионе.

Прямые признаки нефтегазоносности по природе происхождения можно разделить на несколько групп:

- Нефтепроявления: выходы жидкой нефти на поверхность (в родниках, руслах рек, озёрах), нефтенасыщенные породы в обнажениях, битумные озёра.

- Газопроявления: выделения свободного газа (пузырьки в воде, грифоны), грязевые вулканы, газовые факелы, повышенные концентрации углеводородных газов в почвенном воздухе.

- Геохимические аномалии: присутствие растворённых углеводородов, органических кислот, фенолов, повышенное содержание йода, брома, бора в подземных и поверхностных водах.

- Геохимические аномалии в твёрдой фазе: повышенное содержание битумоидов, углеводородов, сорбированных в породах и почвах.

- Геофизические аномалии: локальные изменения плотности, магнитной восприимчивости, электрического сопротивления, скоростей упругих волн, связанные с миграцией флюидов.

- Биогеохимические и ландшафтные признаки: изменения состава растительности (угнетение или, наоборот, пышное развитие некоторых видов), ореолы рассеяния микроэлементов, специфические формы микрорельефа.

Механизмы формирования признаков нефтегазоносности включают вертикальную миграцию углеводородов по проницаемым зонам (разломы, трещины, литологические окна), диффузию, эффузию, вынос подземными водами и др. На интенсивность проявления влияют свойства флюидов, фильтрационно-ёмкостные характеристики пород, гидродинамический режим и климатические условия.

Современный комплекс методов обнаружения прямых признаков нефтегазоносности включает:

- Полевые наблюдения — визуальное обследование поверхности (водоёмов, обнажений, почвенных разрезов) с отбором проб на газовый и люминесцентный анализы. Наиболее эффективны в Западной Сибири, где густая гидросеть и заболоченность способствуют проявлению признаков.

- Геохимические методы (Васильев, 2008): газогеохимическая съёмка

(определение концентрации углеводородов в почвенном воздухе, донных осадках), битуминологический анализ, гидрохимическое опробование. В Восточной Сибири геохимия часто становится основным инструментом из-за слабой обнажённости и сложного рельефа (Исаев, 2011). Особое положение приобретает возрождение гелиевой съёмки и изотопно-геохимических методов как способ выявления месторождения углеводородов (Лазаренко, 2023).

– Геофизические методы (Дубровский, 2007): сейсморазведка (выявление структурных ловушек и зон трещиноватости), гравитразведка и магниторазведка (локализация крупных тектонических элементов), электро-разведка (картирование зон водонасыщения и возможных скоплений углеводородов). Особое значение приобретают высокоточные аэрогеофизические съёмки в труднодоступных районах Севера.

– Аэрокосмические методы: дешифрирование космоснимков и тепловая съёмка для выявления ландшафтных и температурных аномалий, связанных с разгрузкой флюидов. Метод незаменим при региональном обзоре больших территорий.

Сравнительный анализ показывает, что в Западной Сибири наиболее информативно сочетание геохимических съёмок и сейсморазведки. Для Восточной Сибири приоритетны геохимические и аэрокосмические методы из-за расчленённого рельефа и широкого развития карбонатных пород. В северных районах, где традиционные методы затруднены, ключевую роль играют аэрогеофизика и газогеохимия по неглубоким скважинам.

На основе систематизации прямых признаков нефтегазоносности, геологических и геофизических данных выполняется прогнозное районирование. Территория разделяется на зоны различной перспективности: высокой (многочисленные и яркие признаки, наличие доказанных залежей), средней (локальные проявления, благоприятные структурные условия) и низкой (единичные слабые признаки или их отсутствие).

Современные цифровые технологии позволяют строить трёхмерные геологические модели, учитывающие конфигурацию ловушек, типы коллекторов, аномалии миграции

углеводородов. Такие модели дают возможность количественно оценить потенциальные ресурсы, оптимизировать размещение поисковых скважин и снизить геологические риски.

Для Сибири в целом наибольший интерес представляют зоны сочленения платформенных и складчатых областей (Предверхоанский прогиб, Присаяно-Енисейская впадина), а также внутренние районы Западно-Сибирской плиты с неантиклинальными ловушками. Комплексование всех видов исследований позволяет существенно повысить достоверность прогноза и обосновать дальнейшие геологоразведочные работы.

В результате проведённого анализа установлено, что прямые признаки нефтегазоносности Сибири представляют собой надёжные индикаторы распределения углеводородов, тесно связанные с геологическим строением регионов. Разработанная классификация признаков и комплекс методов их выявления (полевые, геохимические, геофизические, аэрокосмические) позволяют эффективно решать задачи прогнозирования.

Прогнозное районирование и трёхмерное моделирование на основе прямых признаков нефтегазоносности дают возможность локализовать перспективные участки и планировать дальнейшие разведочные работы с минимальными затратами.

Заключение

1. В результате проведенных исследований получены новые данные о неравномерности распределения фильтрационно-емкостных свойств пласта Верхнечонского НГКМ, которые показали, что при равномерном закачивании воды в пласт не будет происходить её равномерного распределения. Вода будет устремляться в пропластки с высокой проницаемостью, что приведет к преждевременному обводнению эксплуатационных скважин.

2. Анализ геологического строения Ярактинского НГКМ показал, что неравномерность геологического строения обусловлена литологической неоднородностью, тектоническими разломами, трапповыми интрузиями и изменчивостью ФЕС. Эти особенности напрямую влияют на выбор технологий бурения. В зонах с устойчивыми породами

эффективно вертикальное роторное бурение с пресными кольматирующими растворами, а в сложных участках с АВПД и низкой проницаемостью более оправдано наклонно-направленное бурение с горизонтальным окончанием и многостадийным ГРП. Кроме того, использование пакерной схемы на месторождении оправдано на начальном этапе, но по мере падения пластового давления более эффективным является переход на беспакерную эксплуатацию.

3. При анализе осложнений и возможных рисков при бурении скважин на Ковыктинском ГКМ выявлено влияние геологических и литологических особенностей строения месторождения. Была разработана краткая характеристика мероприятий, направленных на ликвидацию осложнений, возникающих при бурении скважин на месторождении.

4. Установлено, что прямые признаки нефтегазоносности Сибири представляют собой надёжные индикаторы распределения углеводородов, тесно связанные с геологическим строением регионов. Разработанная классификация признаков и комплекс методов их выявления (полевые, геохимические, геофизические, аэрокосмические) позволяют эффективно решать задачи прогнозирования.

Литература

Аверкина Е. В. Анализ рапопроявлений в скважинах, пробуренных на территории Иркутского амфитеатра // Известия Сибирского отделения РАЕН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. 2007. № 4(30). 84–88.

Белонин М. Д., Белонин М. Д., Маргулис Л. С. Нефтегазовый потенциал и перспективы освоения углеводородных ресурсов Востока России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2006. № 1. С. 1–18.

Васильев А. И. Основы геохимии углеводородов. Москва : Геоиздат, 2008. 256 с.

Дубровский Л. П. Методы сейсморазведки в нефтегазовой геологии. Москва : Недра, 2007. 304 с.

Закиров С. Н., Кондратюк А. Т. Теория и практика разработки газоконденсатных месторождений. Москва : Недра, 2015. 320 с.

Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин / Под ред. А. И. Гриценко. Москва : Недра, 2010. 240 с.

Исаев В. П. Нефть и газ озера Байкал. Иркутск: Байкальское книжное издательство, 2011. 352 с.

Исмаилова Д. А. Совершенствование системы поддержания пластового давления путем формирования равномерного фронта вытеснения нефти на примере месторождения Узень. Диссертация на соискание ученой степени доктора философии. Алматы: 2018. 129 с.

Коновальцева Е. С. Вторичные процессы в породах-коллекторах продуктивных отложений Ярактинского месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. № 5.

Лазаренко С. А., Мамакова Т. С., Огонян А. А. Вклад гелиевой съемки в открытие Киренского месторождения // Жизнь Земли. 2023. Т. 45, № 3. С. 363–371. DOI: 10/29003/m3552.0514-7468.2023_45_3/363-371

Мандельбаум М. М., Хохлов Г. А., Кондратьев В. А., Мазур В. Б. Методика и технология открытия крупных и уникальных месторождений нефти и газа на юге Сибирской платформы // Разведка и охрана недр. 2005. № 2–3. С. 29–39.

Плюснин А. В., Иванова Н. А., Сентякова Н. С., Староселец Д. А., Гекче М. И., Никулина М. Ю., Никулин Е. В., Фомин В. А. Строение и условия формирования Ярактинского продуктивного горизонта позднего венда южной части Непско-Ботубинской антиклизы // КиберЛенинка. 2019.

Плюснин А. В., Гекче М. И. Состав и строение непской и тирской свиты Приленско-Непской структурно-фациальной зоны Непско-Ботубинской антеклизы по результатам изучения кернового материала // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2020, № 63 (1). С. 75–89.

Сабанчин И. В., Афракков А. Н., Лапердин А. Н., Ермилов О. М., Мулявин С. Ф., Сентябова Д. А. Особенности геологического строения Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения // Горные ведомости. 2015. Вып. 4 (131). С. 48–54.

Смирнов В. Г. Разведка и оценка нефтегазоносности Сибири. Томск : Томское издательство, 2008. 296 с.

Технический проект разработки Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения. Иркутск, 2015. 280 с.

References

Averkina E. V. Analysis of Brine Shows in Wells Drilled in the Irkutsk Amphitheater / E. V. Averkina // Bulletin of the Siberian Branch of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Prospecting, and Exploration of Ore Deposits. 2007. No. 4(30). 84–88.

Belonin M.D. Oil and Gas Potential and Prospects for Development of Hydrocarbon Resources in Eastern Russia / M. D. Belonin, L. S. Margulis // Oil and Gas Geology. Theory and Practice. 2006. No. 1. P. 1–18.

Vasiliev A.I. Fundamentals of Hydrocarbon Geochemistry. Moscow : Geoizdat, 2008. 256 p.

Dubrovsky, L. P. Seismic exploration methods in oil and gas geology. Moscow : Nedra, 2007. 304 p.

Zakirov S.N., Kondratyuk A.T. Theory and Practice of Gas Condensate Field Development. Moscow : Nedra, 2015, 320 p.

Instructions for the Comprehensive Study of Gas and Gas Condensate Wells / Ed. by A. I. Gritsenko. Moscow : Nedra, 2010, 240 p.

Isaev V.P. Oil and Gas of Lake Baikal. Irkutsk: Baikal Book Publishing House, 2011. 352 p.

Ismailova, D.A. Improving the Reservoir Pressure Maintenance System by Forming a Uniform Oil Displacement Front: The Uzen Field as an Example. Doctor of Philosophy Dissertation. Almaty: 2018, 129 p.

Konovaltseva E.S. Secondary processes in reservoir rocks of productive deposits of the Yarakinskoye field // Oil and Gas Geology. Theory and Practice. 2010. No. 5.

Lazarenko S.A., Mamakova T.S., Ogonyan A.A. Contribution of helium survey to the discovery of the Kirenskoye field // Life of the Earth. 2023. Vol. 45, No. 3. P. 363-371. DOI: 10/29003/m3552.0514-7468.2023_45_3/363-371

Mandelbaum M.M. Methodology and technology for discovering large and unique oil and gas fields in the south of the Siberian platform / M.M. Mandelbaum, G.A. Khokhlov, V.A. Kondratyev, V.B. Mazur // Exploration and protection of mineral resources. 2005. No. 2–3. P. 29–39.

Plyusnin A.V., Ivanova N.A., Sentyakova N.S., Staroselets D.A., Gekche M.I., Nikulina M.Yu., Nikulin E.V., Fomin V.A. Structure and formation conditions of the Yarakinsky productive horizon of the late Vendian of the southern part of the Nepa-Botuoba anticline // CyberLeninka. 2019.

Plyusnin A.V., Gokche M.I. Composition and structure of the Nepa and Tirkaya suites of the Prilensko-Nepeskaya structural-facies zone of the Nepa-Botuoba antecline based on the results of core material study // News of Higher Educational Institutions. Geology and Exploration. 2020, No. 63 (1). P. 75–89.

Sabanchin I.V., Afrakov A.N., Laperdin A.N., Ermilov O.M., Mulyavin S.F., Sentyakova D.A. Features of the geological structure of the Yarakinskoye oil and gas condensate field // Gornye Vedomosti. 2015. Issue. 4 (131). P. 48–54.

Smirnov V.G. Exploration and assessment of oil and gas potential of Siberia. Tomsk: Tomsk Publishing House, 2008. 296 p.

Technical project for the development of the Yarakinskoye oil and gas condensate field. Irkutsk, 2015. 280 p.

Лихачев Александр Игоревич,
664003, Россия, г. Иркутск, ул. Карла Маркса, 1,
Иркутский государственный университет,
магистрант 2 курса,
email: spills00@mail.ru

Likhachev Alexander Igorevich,
Karl Marx st., 1, Irkutsk, 664003, Russia,
Irkutsk State University,
2nd year master's student,
email: spills00@mail.ru

Батожаргалов Болот Жаргалович,
664003, Россия, г. Иркутск, ул. Карла Маркса, 1,
Иркутский государственный университет,
магистрант 2 курса,
email: batozhargalov.bolot@mail.ru

Batozhargalov Bolot Zhargalovich,
Karl Marx sr., 1, Irkutsk, 664003, Russia,
Irkutsk State University,
2nd year master's student,
email: Batozhargalov.bolot@mail.ru

Базаров Андрей Лопсонович,
664003, Россия, г. Иркутск, ул. Карла Маркса, 1,
Иркутский государственный университет,
магистрант 2 курса,
email: bazarov3420@mail.ru

Bazarov Andrey Lopsovich,
Karl Marx st., 1, Irkutsk, 664003, Russia,
Irkutsk State University,
2nd year master's student,
email: bazarov3420@mail.ru

Дамбаев Дугар Алдарович,
664003, Россия, г. Иркутск, ул. Карла Маркса, 1,
Иркутский государственный университет,
магистрант 2 курса,
email: dugar.dambaev@mail.ru

Dambaev Dugar Aldarovich,
Karl Marx st., 1, Irkutsk, 664003, Russia,
Irkutsk State University,
2nd year master's student,
email: dugar.dambaev@mail.ru

Иванова Людмила Андреевна,
664003, Россия, г. Иркутск, ул. Карла Маркса, 1,
Иркутский государственный университет,
студент 2 курса магистратуры геологического
факультета,
email: Ottooke19@yandex.ru

Ivanova Lyudmila Andreevna,
Karl Marx st., 1, Irkutsk, 664003, Russia,
Irkutsk State University,
2nd year master's student,
email: Ottooke19@yandex.ru

Прими́на Светла́на Па́вловна,
заведующая кафедрой геологии нефти и газа, доцент,
664003, Россия, г. Иркутск, ул. Карла Маркса, 1,
Иркутский государственный университет,
доцент,
664033, Россия, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 91,
email: svetlana.primina@gmail.ru

Primina Svetlana Pavlovna,
Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor,
Karl Marx st., 1, Irkutsk, 664003, Russia,
Irkutsk State University,
Associate Professor,
email: svetlana.primina@gmail.ru.

Летникова Анна Феликсовна,
кандидат химических наук, доцент,
664003, Россия, г. Иркутск, ул. Карла Маркса, 1,
Иркутский государственный университет,
доцент,
664033, Россия, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 91,
email: let_an@mail.ru

Letnikova Anna Feliksovna,
Candidate of Chemical Sciences, Associate Professor,
Karl Marx st., 1, Irkutsk, 664003, Russia,
Irkutsk State University,

Associate Professor,
email: let_an@mail.ru

Снопков Сергей Викторович,
кандидат геолого-минералогических наук, доцент,
664003, Россия, г. Иркутск, ул. Карла Маркса, 1,
Иркутский государственный университет,
доцент,
664033, Россия, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 91,
Сибирская школа геонаук Иркутский национальный исследовательский технический университет,

научный сотрудник,
email: snopkov_serg@mail.ru

Snopkov Sergey Viktorovich,
Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor,
Karl Marx st., 1, Irkutsk, 664003, Russia,
Irkutsk State University,
Associate Professor,
91 Lermontov st., Irkutsk, 664033, Russia,
Siberian School of Geosciences Irkutsk National Research Technical University,
Researcher,
email: snopkov_serg@mail.ru