

**ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ/GEOLOGY, PROSPECTING, EXPLORATION AND EXPLOITATION OF OIL AND GAS
FIELDS**

DOI: <https://doi.org/10.60797/IRJ.2025.161.88>

**ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ УСТЬ-ВИЛЮЙСКОГО
ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Научная статья

Сивцев А.И.^{1,*}, Рожин И.И.², Кокорина Т.И.³, Скрыбина А.Т.⁴

¹ ORCID : 0000-0001-8386-2383;

² ORCID : 0000-0002-9998-6425;

³ ORCID : 0009-0006-7940-5810;

⁴ ORCID : 0009-0008-5307-3621;

^{1, 3, 4} Северо-Восточный федеральный университет имени М. К. Аммосова, Якутск, Российская Федерация

² Якутский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук, Якутск, Российская Федерация

* Корреспондирующий автор (maraday[at]yandex.ru)

Аннотация

Отмечена низкая эффективность разработки газовых месторождений на территории Вилуйской синеклизы и Предверхоанского прогиба. На основе рассмотрения геологического строения, особенностей нефтегазоносности и результатов разработки Усть-Вилуйского месторождения сделан вывод о реформировании остаточных запасов на верхнюю часть разреза. Основными причинами реформирования запасов указаны технологические факторы из-за отсутствия опыта бурения скважин на новых территориях. Приведены примеры аварийных проводок скважин, некачественного цементаж обсадных колонн и факты активного восстановления пластового давления в верхних залежах свидетельствующие о возможности техногенных перетоков. Концептуально предложены геолого-технологические мероприятия по доразведке месторождения и заверке остаточных перераспределенных запасов.

Ключевые слова: Усть-Вилуйское месторождение, разработка сложных месторождений, некачественный цементаж, заколонные перетоки, остаточные запасы.

**EXPERIENCE IN DEVELOPMENT AND PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF RESIDUAL RESERVES
OF THE UST-VILYUI GAS FIELD**

Research article

Sivtsev A.I.^{1,*}, Rozhin I.I.², Kokorina T.I.³, Skryabina A.T.⁴

¹ ORCID : 0000-0001-8386-2383;

² ORCID : 0000-0002-9998-6425;

³ ORCID : 0009-0006-7940-5810;

⁴ ORCID : 0009-0008-5307-3621;

^{1, 3, 4} M. K. Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, Russian Federation

² Yakut Scientific Centre of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Yakutsk, Russian Federation

* Corresponding author (maraday[at]yandex.ru)

Abstract

Low efficiency of gas field development in the Vilyui syncline and Predverkhoyansk trough is noted. Based on the consideration of the geological structure, oil and gas potential features and development results of the Ust-Vilyui field, a conclusion is made about the reorganization of the residual reserves to the upper part of the section. Technological factors due to the lack of experience in drilling wells in new territories are indicated as the main reasons for the reserves reorganization. Examples of emergency well drilling, poor-quality cementing of casing columns and facts of active restoration of stratum pressure in the upper deposits, indicating the possibility of man-made flows, are given. Conceptually, geological and technological measures for additional exploration of the field and verification of residual redistributed reserves are proposed.

Keywords: Ust-Vilyui field, development of complex fields, poor-quality cementing, behind-the-casing flows, residual reserves.

Введение

В настоящее время все больший интерес недропользователей вызывают территории Вилуйской синеклизы и Предверхоанского прогиба. Такие крупные компании как ПАО «Газпром» и ПАО «ЯТЭК» на пару развернули широкомасштабные геологоразведочные работы на поиски месторождений нефти и газа почти по всей территории синеклизы. Балансовые запасы газа Вилуйской нефтегазоносной области продолжают рассматриваться в качестве надежной сырьевой базы для множества проектов, связанных с использованием углеводородного сырья. Газоконденсатные и газовые месторождения Вилуйской синеклизы рассредоточены на достаточно большой территории и отличаются сложным геологическим строением. Вместе с тем имеется определенный негативный опыт разработки газовых месторождений в регионе. Это, прежде всего, результаты разработки Усть-Вилуйского газового месторождения (ГМ) и Матахского газоконденсатного месторождения (ГКМ). Анализ причин низкой эффективности разработки Матахского ГКМ приведен в работе. По особенностям геологического строения и анализу разработки

Усть-Виллюйского ГМ опубликованной научной литературы практически не имеется. В рамках данной работы попытаемся в какой-то мере восполнить этот пробел.

Геологическое строение и нефтегазоносность

Усть-Виллюйское газовое месторождение является первым месторождением углеводородов, открытым на территории Республики Саха (Якутия). Оно находится в местности Таас-Тумус в устьевой части реки Виллюй левого притока реки Лена (рис. 1).

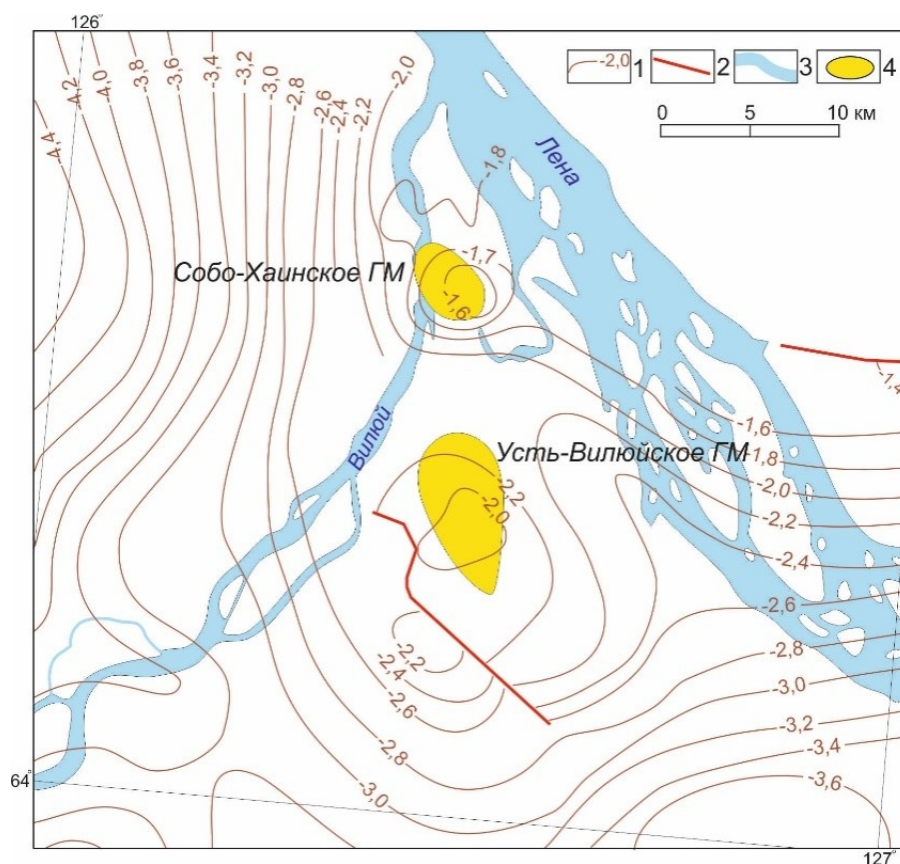


Рисунок 1 - Обзорная карта Усть-Виллюйского ГМ
DOI: <https://doi.org/10.60797/IRJ.2025.161.88.1>

Примечание: 1 – изогипсы отражающего горизонта ЮТ (кровля триасовых отложений); 2 – разрывные нарушения; 3 – гидросеть; 4 – газовые месторождения

Вскрытый разрез месторождения представлен верхнепалеозойско-мезозойскими терригенными отложениями. В тектоническом отношении месторождение приурочено к одноименной структуре, расположенной во фронтальной части Китчанской зоны чешуйчато-надвиговых структур Предверхоанского прогиба [1].

Усть-Виллюйская структура по юрским отложениям представляет собой двухсводовую брахиантиклиналь субширотного простирания. Западный, меньший по размерам свод (5×1 км), отделяется от восточного узким прогибом. Восточный свод по нижнеюрским отложениям имеет размеры 8×4 км и с ним связана основная продуктивность месторождения (рис. 2).

Основные продуктивные горизонты приурочены к отложениям нижней юры, представленной толщей неравномерного переслаивания песчаников и пачек песчано-алеврито-глинистого состава.

Залежь продуктивного горизонта (III-A) находится на глубине 1940–2030 м (рис. 2). Мощность пласта песчаников, к которому приурочена залежь — 16–24 м, мощность газонасыщенной части составляет около 12 м. Открытая пористость достигает 18%, газопроницаемость — 0,237 мкм². Залежь пластовая сводовая, высотой 43 м. Дебит газа до 2 млн. м³/сут. Выход конденсата до 25 г/см³. Пластовое давление 19,9 МПа, пластовая температура +58 °С [2].

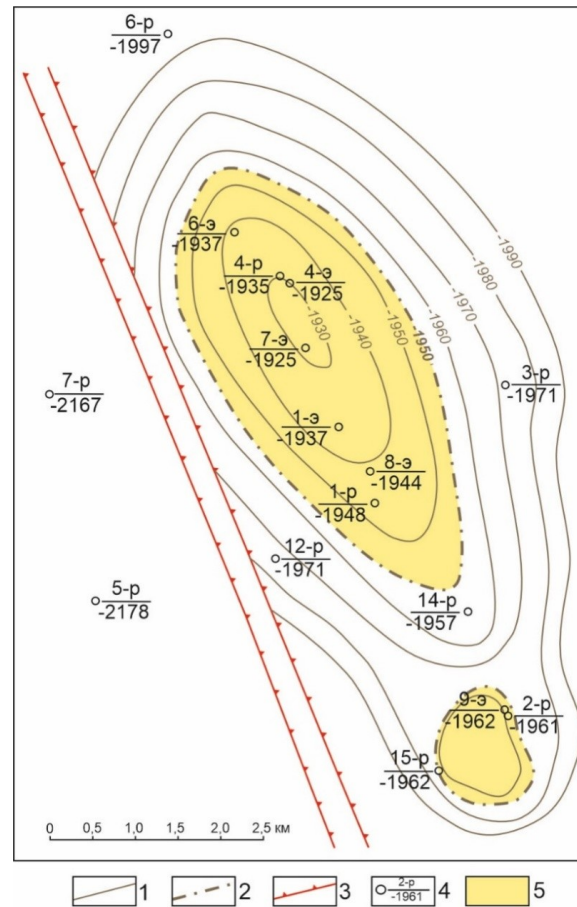


Рисунок 2 - Структурная карта кровли коллекторов пласта III-A Усть-Вилуйского ГМ
DOI: <https://doi.org/10.60797/IRJ.2025.161.88.2>

Примечание: 1 – изогипсы кровли пласта III-A; 2 – газоводяной контакт; 3 – разрывные нарушения; 4 – скважины (номер скважины и абсолютная глубина кровли пласта III-A); 5 – газовая залежь

В продуктивном горизонте (II-B), суммарная толщина которого достигает 140 м, выявлены четыре газовые залежи, приуроченные к пластам песчаников (глубины залегания 1850–1960 м) (рис. 3). Мощность газонасыщенной части колеблется по разным пластам от 4 до 9 м. Породы-коллекторы характеризуются значительной изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств. Коэффициент открытой пористости не превышает 16%, а газопроницаемость не более 0,04 мкм². Залежи пластового сводового типа. Максимальный дебит газа достигал 486 тыс. м³/сут. Выход конденсата низкий — 7–9 г/см³. Пластовые давления 19,3–20,2 МПа, пластовые температуры — +48–52 °С.

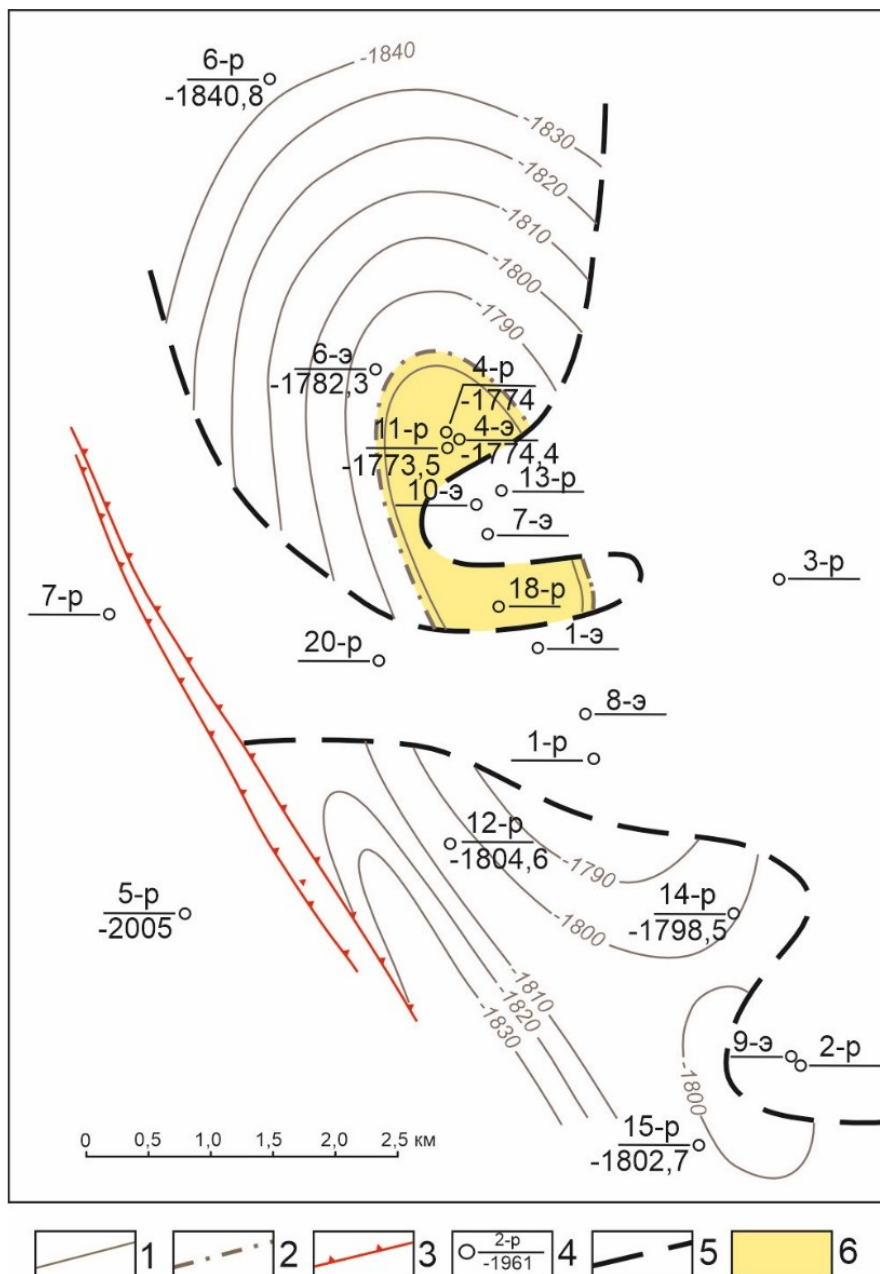


Рисунок 3 - Структурная карта кровли коллекторов пласта II-B Усть-Вилейского ГМ

DOI: <https://doi.org/10.60797/IRJ.2025.161.88.3>

Примечание: 1 – изогипсы кровли пласта II-B; 2 – газодонающий контакт; 3 – разрывные нарушения; 4 – скважины (номер скважины и абсолютная глубина кровли пласта II-B); 5 – линия выклинивания коллекторов; 6 – газовая залежь

В продуктивном горизонте (I-B) залежь приурочена к пласту песчаников мощностью 14–28 м (рис. 4, 5). Эффективная мощность до 9 м. Залежь пластовая сводовая. Открытая пористость песчаников не более 15%, а газопроницаемость до 0,012 мкм². Дебит газа 18 тыс. м³/сут. Пластовое давление 16,7 МПа, пластовая температура +44 °С.

Установлена также промышленная газоносность верхнеюрских отложений (бергеинская свита). Выделяется два продуктивных горизонта J_3 -а и J_3 -II, эффективные газонасыщенные мощности которых составляют (соответственно): 2,2 и 2,8 м. Средние значения коэффициента открытой пористости 17%. Пластовые давления в залежах (соответственно): 5,8 и 10,9 МПа [2].

На основе сейсмических данных и по аналогии залежи T_1 -III Средневилюйского ГКМ по нижнетриасовым отложениям Усть-Вилуйского месторождения в 1966 году без бурения на Государственный баланс были поставлены 24000 млн. м³ природного газа по категории C_2 . Последующее глубокое бурение не подтвердило промышленную газоносность триасовых отложений. При испытании пермских и нижнетриасовых отложений (скв. 50 и 52) были получены притоки пластовой воды с растворенным газом.

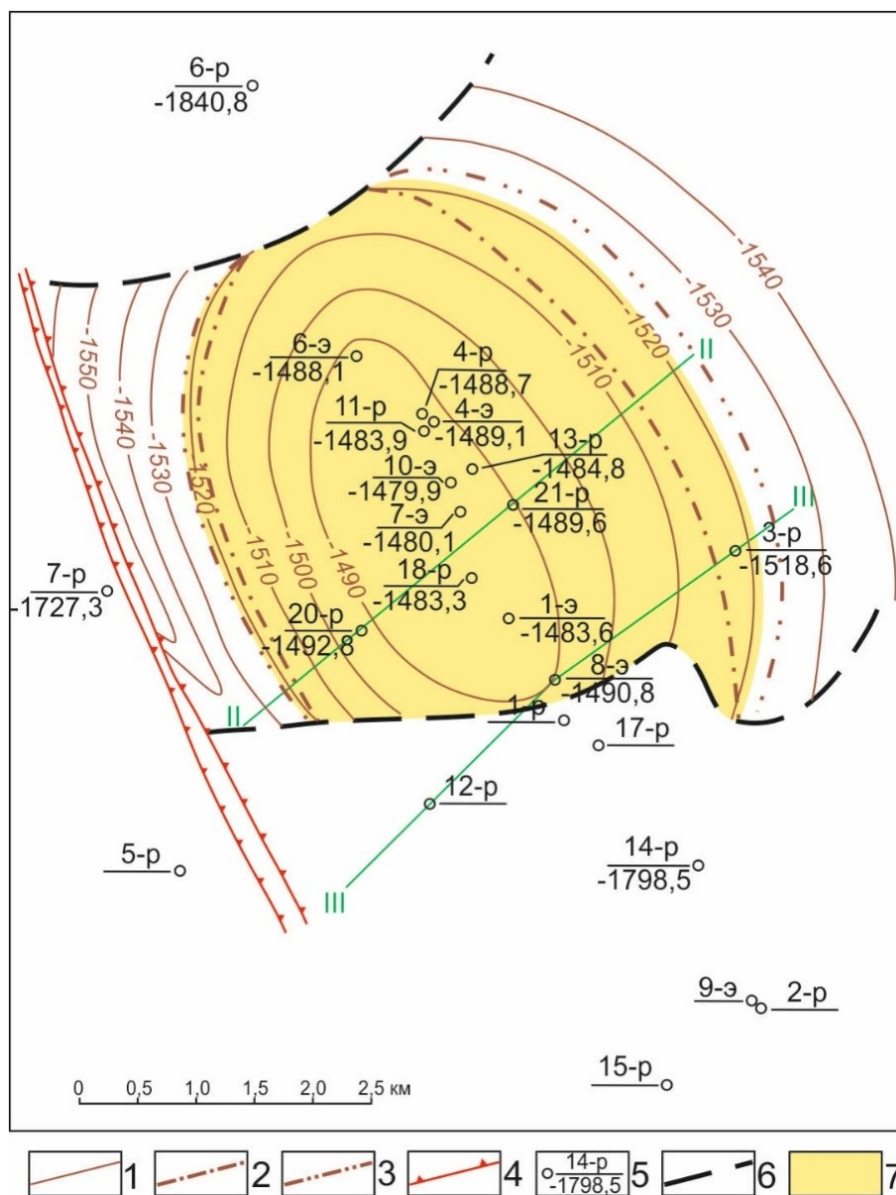


Рисунок 4 - Структурная карта кровли коллекторов пласта I-B Усть-Вилуйского ГМ

DOI: <https://doi.org/10.60797/IRJ.2025.161.88.4>

Примечание: 1 – изогипсы кровли пласта I-B; 2 – внутренний контур газоводяного контакта; 3 – внешний контур газоводяного контакта; 4 – разрывные нарушения; 5 – скважины (номер скважины и абсолютная глубина кровли пласта I-B); 6 – линия выклинивания коллекторов; 7 – газовая залежь

Верхняя часть разреза Усть-Вилуйского месторождения до глубины 150 м заморожена [3]. В разрезе встречаются как ледовая, так и сухая мерзлота. При этом ледовая мерзлота является водоупором, тогда как сухая мерзлота обладает дренажными свойствами.

В разрезе Усть-Вилуйского месторождения можно выделить, по крайней мере, три гидрогеологических комплекса: среднеюрский-нижнемеловой, нижнеюрский и средне-верхнетриасовый. Воды среднеюрско-нижнемелового комплекса гидрокарбонатно-натриевого и хлоркальциевого типа, с минерализацией до 10-20 г/л.

Пластовые температуры комплекса достигают $+35-40\text{ }^{\circ}\text{C}$. Нижнеюрский комплекс отличается повышенной минерализацией вод от 40 до 100 г/л. Тип вод хлоркальциевый. Пластовые температуры в интервале залегания нижнеюрского комплекса составляют $40-60\text{ }^{\circ}\text{C}$. Изученность средне-верхнетриасовых вод слабая. Общая минерализация составляет 80-90 г/л. Тип воды хлоркальциевый.

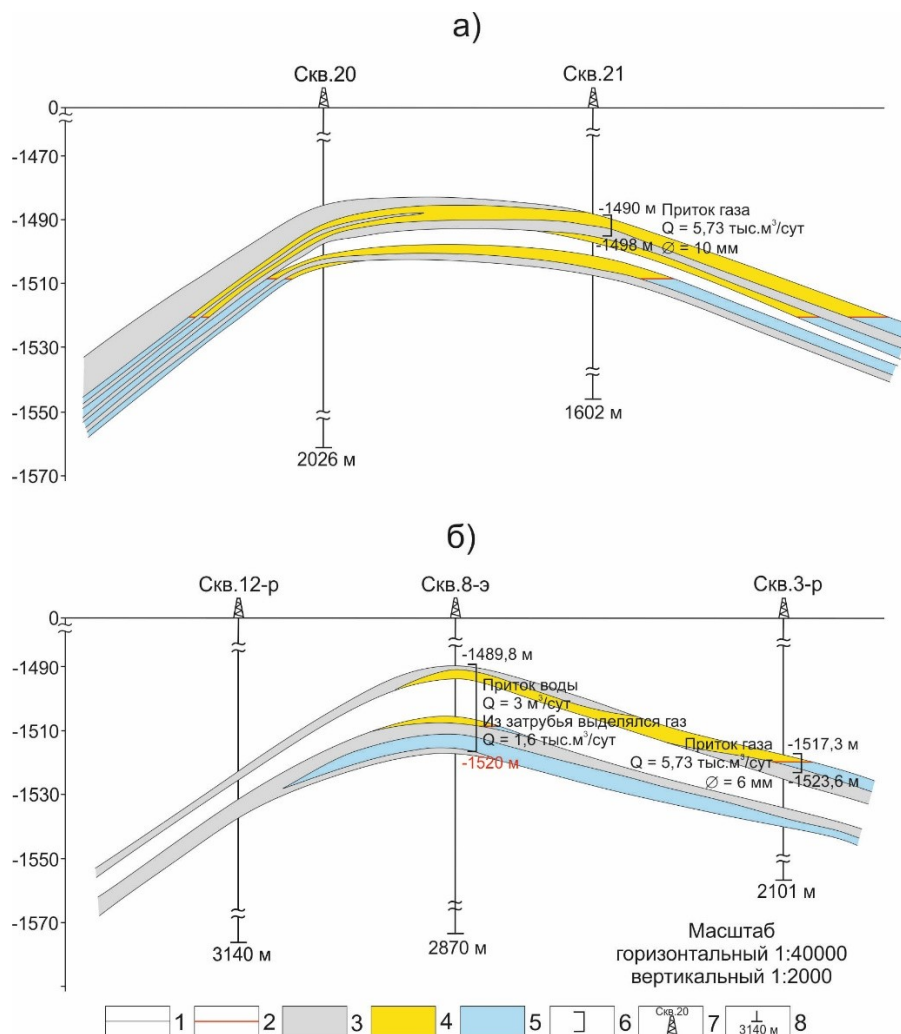


Рисунок 5 - Поперечные профильные разрезы пластов I-B1 и I-B2 по линиям II-II и III-III Усть-Вилуйского ГМ
DOI: <https://doi.org/10.60797/IRJ.2025.161.88.5>

Примечание: 1 – границы пластов; 2 – газо-водяной контакт; 3 – непроницаемые породы; 4 – газонасыщенный коллектор; 5 – водонасыщенный коллектор; 6 – интервал перфорации; 7 – скважина и её номер; 8 – глубина скважины

Краткие сведения по разработке месторождения

Месторождение было введено в разработку в 1967 г., закончено разработкой и окончательно законсервировано в 1988 г. Последние 10 лет единичные скважины на месторождении эксплуатировались только в зимнее время. На Усть-Вилуйском газовом месторождении было пробурено 27 скважин, в т.ч. 20 разведочных и 7 эксплуатационных. Общая проходка скважинами составила 60113 м, в том числе разведочные — 45775 м, эксплуатационные — 14338 м.

Балансовые запасы газа и конденсата в нижнеюрских отложениях Усть-Вилуйского месторождения впервые были утверждены Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) СССР 30 марта 1961 г. (протокол №3318). В последствии по мере получения новых геолого-промысловых данных материалы подсчета запасов месторождения ГКЗ рассматривались неоднократно и на 01.01.2025 г. с учетом добычи балансовые запасы газа Усть-Вилуйского месторождения по категориям C_1 составляют: по верхнеюрской залежи 397 млн. м^3 и по нижнеюрской залежи 365 млн. м^3 . Более подробный анализ движения запасов и полученных коэффициентов газоотдачи Усть-Вилуйского ГМ приведен в работе [4].

Разработка залежи пласта J_3-a начата в конце сентября 1973 г. За первые три года эксплуатации отмечено равномерное снижение пластового давления от начального 59 кгс/см^2 до 52 кгс/см^2 к 1 мая 1976 г. Падение пластового давления продолжалось до 1979 г., затем стабилизировалось до 1983 г. на уровне $47-48\text{ кгс/см}^2$, после чего начало расти и к июню 1990 г. достигло $52,8\text{ кгс/см}^2$ (табл. 1). Всего из залежи было добыто 79 млн. м^3 газа.

Таблица 1 - Динамика пластового давления по пластам Усть-Вилуйского месторождения

DOI: <https://doi.org/10.60797/IRJ.2025.161.88.6>

Пласт	Глубина, м	Пластовое давление, кгс/см ²			
		начальное	минимальное в период 1978-1981 гг.	при консервации промысла в 1987-1988 гг.	в мае 1990 г.
J ₃ – а	700	59,0	43,1	51,5	52,8
J ₃ – II	1160	111,0	60,5	–	–
I – Б	1580	168,0	100	109,8	112,6
II – В+Д	1850	190,7	100	104,1	109,2
III – А	2050	204,9	169,6	–	–

Пласт J₃–II. Из двух пачек в эксплуатации находилась только верхняя пачка. Отсутствие надежной непроницаемой перемычки между пачками в районе скв. 13-р могло обусловить переток газа из нижней пачки. Данных по падению пластового давления в нижней пачке, где по данным подсчета запасов объемным методом сосредоточено около 40% газа, не имеется. Примечательно, темпы падения пластового давления в скв. 10-э и 16-р, эксплуатирующих залежь J₃–II, существенно различались. Скважина 16-р обводнилась в 1978 г. и эксплуатация закончилась, когда скважина 10-э начала обводняться в 1981 г. Всего из залежи было добыто 187 млн. м³ газа.

Пласт I-Б. Разработка залежи пласта I-Б началась с августа 1971 г. Всего из залежи пласта было добыто 483 млн. м³ газа. Поведение пластового давления также демонстрирует активную способность к релаксации (табл. 1).

Пласт II-В. Залежь пласта II-В литологически разделена на два участка (район скв. 18-р и район скв. 4-э). При этом скв. 18-р разрабатывала только пласт II-В, а скв. 4-э эксплуатировала совместно пласты II-В и II-Д. Пласт II-В был введен в эксплуатацию по скв. 18-р в октябре 1972 г. В конце августа 1974 г. при отборе 32 млн. м³ газа скважина 18-р обводнилась и тем самым разработка залежи пласта II-В завершилась. Резкое падение пластового давления, а затем ее замедление падения и даже некоторое восстановление может быть обусловлено с подтоком газа из зон ухужденных коллекторов.

Пласт II-Д. Залежь пласта II-Д эксплуатировалась с 14.12.1971 г. скважиной 4-э. Характер изменения падения пластового давления свидетельствовал о постоянном подтоке газа. В феврале 1973 г. в связи со снижением давления на устье скважины ниже давления в газопроводе, в скв. 4-э произвели дострел пласта II-В.

Пласт II-В+Д. На момент перевода скв. 4-э на совместную эксплуатацию пластов давление в залежи II-В было 190 кгс/см², а в пласте II-Д – 86,6 кгс/см². В процессе выравнивания пластовых давлений произошел переток газа в объеме 26 млн. м³. Всего из залежи пласта было добыто 193 млн. м³ газа. Пластовое давление пласта также демонстрирует способность к релаксации

Пласт III-А. В данном пласте выделены основная залежь и залежь южного купола. Основная залежь находилась в эксплуатации с января 1968 г. по 1972 г. К этому времени все три скважины (скв. 1-э, 4-э и 7-э) обводнились при суммарном отборе из пласта 557 млн. м³.

Необходимо отметить, что при испытании притоки газа (чаще всего с водой) были получены и из промежуточных частей разреза пластов J₃-I, J₁-Б-II, II-Г, II-Е и других, однако судить о запасах этих залежей не представляется возможным из-за их весьма слабой изученности. Вполне возможно незначительные притоки были получены за счет заколонных перетоков.

Вопросы переформирования месторождения

Рассмотрев сведения о разработке Усть-Вилуйского месторождения, нельзя обойти вопрос о возможном техногенном переформировании месторождения.

Уже на начальном этапе разработки месторождения, специалисты обращали внимание на перетоки газа по разрезу. Основными причинами перетоков предполагаются техногенные факторы, особенно неудовлетворительная проводка скважин на новых территориях.

Отмечается высокая аварийность скважин при их проводке. Например, в скв. I-р и II-р наблюдались аварийные фонтанирования газа. В скв. I-р, 5-р, 12-р производились забуривания вторых стволов с разных глубин, при этом аварийные стволы остались не сцементированными.

По всем скважинам отмечается неудовлетворительное качество цементации эксплуатационных колонн. Так, в скв. 3-р цемент за эксплуатационной колонной отсутствует до глубины 1503 м при глубине башмака кондуктора 240 м, в скв. 4-р цемента за внешней колонной нет в интервале 251–1470 м, в скв. 6-р — в интервале 207–1540 м, в скв. 7-р — в интервале 256–1690 м, в скв. 11-р — в интервале 257–1378 м и т.д.

Следовательно, во всех этих скважинах существуют объективные условия для заколонных перетоков, в том числе газа (скв. 4-р). Поскольку эти скважины были пробурены в 1950-х годах, перетоки пластовых флюидов могли осуществляться уже в течение более 70 лет.

Об этом свидетельствует целый ряд факторов. При обследовании состояния скважин в мае 1990 г. выяснилось, что в ликвидированной скв. 4-р заколонные пропуски газа достигают дневной поверхности. В ряде обследованных скважин (9-э, 18-р, 21-р и др.) выявлены межколонные давления. Наконец, за три года консервации промысла (на

01.12.1990 г.) отмечается рост статического (а следовательно, и пластового) давления, особенно в верхнем продуктивном горизонте J_3 -а.

Так, в скв. 20-р статическое давление в конце 1986 г. после 175 суток остановки скважины составляло 46 кгс/см², а в мае 1990 г. оно возросло до 49,1 кгс/см² (начальное статическое давление при первичном испытании — 55,2 кгс/см²).

Все эти факты могут свидетельствовать о техногенном переформировании Усть-Вилуйского месторождения. В период разведки месторождения выяснилось, что в районе Усть-Вилуйского месторождения отмечается ярко выраженный положительный градиент гидродинамического потенциала, который способствовал формированию здесь гидрохимической аномалии и многозалежного месторождения [5]. Некачественная проводка многих скважин усиливает естественную восходящую миграцию пластовых флюидов, особенно высокоподвижного газа.

Поэтому не исключено, что в настоящее время остаточные запасы газа в верхних продуктивных горизонтах (J_3 -а, J_3 -II) возросли за счет перераспределения остаточных запасов газа нижележащих горизонтов. Для оценки масштабов переформирования необходимо проведение специальных исследований.

Закключение

Усть-Вилуйское месторождение было открыто и разведано на технологиях середины 20-го века (гравиразведка, сейсморазведка методом отраженных волн, колонковое и глубокое бурение). Для детального изучения сложнопостроенных коллекторов Усть-Вилуйского месторождения, при достаточной полноте и сохранности геолого-геофизических данных, будут эффективны методы фациального анализа, получившие к настоящему времени широкое развитие.

При геологической целесообразности возможно восстановление и углубление двух-трех скважин в зоне охвата сейсмопрофилей, проведенных в рамках региональных работ по Намскому участку недр. По результатам надежной привязки (вертикального сейсмического профилирования) отражающих горизонтов и другой промысловой геофизики будет уточнено геологическое строение месторождения и актуализированы данные по запасам.

Большой интерес представляет нижняя часть разреза — триасовые и пермские отложения. Взаимосвязь залежей углеводородов (УВ), в том числе нефтегазопоявлений над ними отмечается многими исследователями. Например, на юге Сибирской платформы залежи УВ верхневендско-нижнекембрийском комплексе отложений обнаруживают прямую связь со скоплениями нефти и газа в подстилающем нижнем венде [6].

Другим важным направлением работ представляется использование методов интенсификации притока газа в низкопористых глинистых коллекторах: гидроразрыв пласта, кислотная обработка, забуривание боковых стволов.

Основным фактором, понижающим проницаемость околоскважинного пространства в регионе, является проникновение бурового раствора. Опыт глинокислотной промывки коллекторов Среднетунгусского месторождения показал увеличение проницаемости на 50–140%. В пределах месторождений Хапчагайского мегавала высокую эффективность показала гидropескоструйная перфорация коллекторов [7].

При существенном увеличении ресурсного потенциала месторождения могут быть предусмотрены дополнительные зависимые исследования, такие как сейсморазведка работ МОГТ-3D по всей площади месторождения.

Объемы добычи из месторождения будут определены исходя из установленных запасов и существующих на тот момент потребностей Центрального энергетического узла Республики Саха (Якутия). В среднесрочной перспективе планируется использование изученных залежей в качестве подземного хранилища газа для нивелирования пиковых объемов добычи газа в зимнее время и для резервирования газа на случай нештатных аварийных ситуаций [8] на основных добывающих месторождениях. Следует отметить, что в северных регионах, характеризующихся наличием многолетней мерзлоты, имеются термодинамические предпосылки для хранения природного газа в виде гидратов [9], [10]. Так, результаты численного исследования [11] показали, что для создания подземного хранилища газа в гидратном состоянии следует выбирать подмерзлотные водоносные горизонты в зависимости от их коллекторских свойств и гидродинамических характеристик (от типа и степени минерализации пластовых вод).

Финансирование

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования РФ (Рег. №125020301277-6).

Конфликт интересов

Не указан.

Рецензия

Все статьи проходят рецензирование. Но рецензент или автор статьи предпочли не публиковать рецензию к этой статье в открытом доступе. Рецензия может быть предоставлена компетентным органам по запросу.

Funding

The work was carried out as part of a state assignment from the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (Reg. № 125020301277-6).

Conflict of Interest

None declared.

Review

All articles are peer-reviewed. But the reviewer or the author of the article chose not to publish a review of this article in the public domain. The review can be provided to the competent authorities upon request.

Список литературы / References

1. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия) / отв. ред. Л.М. Парфенов, М.И. Кузьмин. — Москва : МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. — 571 с.
2. Сафронов А.Ф. Геология нефти и газа / А.Ф. Сафронов; отв. ред. В.А. Каширцев. — Якутск : ЯФ Издательства СО РАН, 2000. — 166 с.

3. Семенов В.П. Особенности геотемпературного поля и залегания многолетнемерзлой толщи Вилуйской синеклизы / В.П. Семенов, М.Н. Железняк // Природные ресурсы Арктики и Субарктики. — 2018. — Т. 26. — № 4. — С. 45–54. — DOI: 10.31242/2618-9712-2018-26-4-45-54.
4. Сивцев А.И. К вопросу извлекаемых запасов газа / А.И. Сивцев, Т.Р. Егорова, Н.А. Сивцев // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. Серия: Науки о Земле. — 2021. — № 3 (23). — С. 58–65. — DOI: 10.25587/SVFU.2021.23.3.007.
5. Ситников В.С. Нефть и газ Якутии (проблемы разведки и освоения) / В.С. Ситников. — Якутск : ЯФ Издательства СО РАН, 2001. — 114 с.
6. Мигурский А.В. Соподчиненность нефтегазовых комплексов и связи между скоплениями углеводородов в них на юге Сибирской платформы / А.В. Мигурский // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2002. — № 9. — С. 24–28.
7. Сивцев А.И. Опыт вскрытия и освоения продуктивных пластов Лено-Вилуйской нефтегазовой провинции / А.И. Сивцев, Э.А. Эверстов, И.В. Рудых // Международный научно-исследовательский журнал. — 2021. — № 11–2 (113). — С. 38–41. — DOI: 10.23670/IRJ.2021.113.11.042.
8. AlShafi M. A simulation study of natural gas injection and storage in a partially depleted oil reservoir for seasonal underground energy storage / M. AlShafi, A. Abd, A. Abushaikh [et al.] // Natural Gas Industry B. — 2025. — Vol. 12. — № 3. — P. 245–258. — DOI: 10.1016/j.ngib.2025.06.004.
9. Chong Z.R. Review of natural gas hydrates as an energy resource: Prospects and challenges / Z.R. Chong, S.H.B. Yang, P. Babu, P. Linga, X.-S. Li // Applied Energy. — 2016. — Vol. 162. — P. 1633–1652. — DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.12.061.
10. Fibbi G. Review of the monitoring applications involved in the underground storage of natural gas and CO₂ / G. Fibbi, M. Del Soldato, R. Fanti // Energies. — 2023. — Vol. 16. — № 1. — Art. 12. — 26 p. — DOI: 10.3390/en16010012.
11. Bondarev E.A. Underground storage of natural gas in hydrate state: primary injection stage / E.A. Bondarev, I.I. Rozhin, V.V. Popov [et al.] // Journal of Engineering Thermophysics. — 2018. — Vol. 27. — № 2. — P. 221–231. — DOI: 10.1134/S181023281802008X.

Список литературы на английском языке / References in English

1. Tektonika, geodinamika i metallogeniya territorii Respubliki Saha (Jakutija) [Tectonics, geodynamics and metallogeny of the Republic of Sakha (Yakutia) territory] / edited by L.M. Parfenov, M.I. Kuzmin. — Moscow : MAIK "Nauka/Interperiodika", 2001. — 571 p. [in Russian]
2. Safronov A.F. Geologiya nefti i gaza [Geology of oil and gas] / A.F. Safronov; edited by V.A. Kashirtsev. — Yakutsk : YaF SB RAS Publishing House, 2000. — 166 p. [in Russian]
3. Semenov V.P. Osobennosti geotemperaturnogo polja i zaleganiya mnogoletnemerzloi tolshhi Vilujskoj sineklizy [Features of geotemperature field and occurrence of permafrost section of Vilyui syncline] / V.P. Semenov, M.N. Zheleznyak // Prirodnye resursy Arktiki i Subarkтики [Natural Resources of the Arctic and Subarctic]. — 2018. — Vol. 26. — № 4. — P. 45–54. — DOI: 10.31242/2618-9712-2018-26-4-45-54. [in Russian]
4. Sivtsev A.I. K voprosu izvlekaemykh zasposov gaza [The issue to recoverable gas reserves] / A.I. Sivtsev, T.R. Egorova, N.A. Sivtsev // Vestnik Severo-Vostochnogo federal'nogo universiteta im. M.K. Ammosova. Seriya: Nauki o Zemle [Bulletin of the North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov. Series: Earth Sciences]. — 2021. — № 3 (23). — P. 58–65. — DOI: 10.25587/SVFU.2021.23.3.007. [in Russian]
5. Sitnikov V.S. Neft' i gaz Jakutii (problemy razvedki i osvoenija) [Oil and gas of Yakutia (problems of exploration and development)] / V.S. Sitnikov. — Yakutsk : YaF SB RAS Publishing House, 2001. — 114 p. [in Russian]
6. Migurskiy A.V. Sopodchinennost' neftegazonosnykh kompleksov i svyazi mezhdu skoplenijami uglevodorodov v nih na jube Sibirskoj platformy [Subordination of oil and gas bearing complexes and relationships between hydrocarbon accumulations in them in the south of the Siberian Platform] / A.V. Migurskiy // Geologiya, geofizika i razrabotka neftejnykh i gazovykh mestorozhdenij [Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields]. — 2002. — № 9. — P. 24–28. [in Russian]
7. Sivtsev A.I. Opyt vskrytija i osvoenija produktivnykh plastov Leno-Vilujskoj neftegazonosnoj provincii [Experience in the penetration and development of the pay formation of the leno-vilyuisk oil and gas province] / A.I. Sivtsev, E.A. Everstov, I.V. Rudykh // Mezhdunarodnyj nauchno-issledovatel'skij zhurnal [International Research Journal]. — 2021. — № 11–2 (113). — P. 38–41. — DOI: 10.23670/IRJ.2021.113.11.042. [in Russian]
8. AlShafi M. A simulation study of natural gas injection and storage in a partially depleted oil reservoir for seasonal underground energy storage / M. AlShafi, A. Abd, A. Abushaikh [et al.] // Natural Gas Industry B. — 2025. — Vol. 12. — № 3. — P. 245–258. — DOI: 10.1016/j.ngib.2025.06.004.
9. Chong Z.R. Review of natural gas hydrates as an energy resource: Prospects and challenges / Z.R. Chong, S.H.B. Yang, P. Babu, P. Linga, X.-S. Li // Applied Energy. — 2016. — Vol. 162. — P. 1633–1652. — DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.12.061.
10. Fibbi G. Review of the monitoring applications involved in the underground storage of natural gas and CO₂ / G. Fibbi, M. Del Soldato, R. Fanti // Energies. — 2023. — Vol. 16. — № 1. — Art. 12. — 26 p. — DOI: 10.3390/en16010012.
11. Bondarev E.A. Underground storage of natural gas in hydrate state: primary injection stage / E.A. Bondarev, I.I. Rozhin, V.V. Popov [et al.] // Journal of Engineering Thermophysics. — 2018. — Vol. 27. — № 2. — P. 221–231. — DOI: 10.1134/S181023281802008X.