SOCAR

SOCAR Proceedings

Oil and gas fields exploration, geology and geophysics

journal home page: http://proceedings.socar.az

ПОИСК ТЕХНОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПОД МЕРЗЛОТНО-ГИДРАТНЫМ ФЛЮИДОУПОРОМ В ПРЕДЕЛАХ ВИЛЮЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

А. И. Сивцев*[1], И. И. Рожин[2]

[1]*Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, Якутск, Россия;*

[2]*Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения РАН, Якутский научный центр СО РАН, Якутск Россия*

Search for technogenic deposits under the permafrost-hydrate seal within the Vilyui syneclise

A. I. Sivtsev*[1], I. I. Rozhin[2]

[1]*North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov, Yakutsk, Russia;*

[2]*Institute of Oil and Gas Problems of the Siberian Branch of the Russian Academy of Science, Yakutsk Scientific Center SB RAS, Yakutsk, Russia*

ABSTRACT

The paper considers the possibility of the formation of technogenic gas deposits under the permafrost-hydrate seal. As the most promising object, the upper part of the Mastakh gas condensate field section is justified and considered. By comparing the equilibrium conditions of hydrate formation with the pressure and temperature of the formation, the lower boundary of the permafrost-hydrate seal was determined, which forms a potential trap for the accumulation of gases due to their flows through the well space from deeper horizons of the field section. Based on the results of the conducted studies, maps of the sole of permafrost rocks and the sole of the hydrate formation zone were constructed. The potential volumes of flow gases from the Lower Jurassic deposit to the upper part of the section have been estimated. The necessity of additional study of the upper part of the Khapchagai mega-shaft section is noted both for the search for technogenic gas deposits and for preventing complications and accidents associated with technogenic deposits.

KEYWORDS

Khapchagai mega-shaft of the Vilyui syneclise; Behind-the-casing flows; Mastakhskoye field; Permafrost-hydrate seal; Oil and gas potential.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Верхняя часть разреза (ВЧР) Вилюйской синеклизы при оценке перспектив потенциальной нефтегазоносности принимается как бесперспективная из-за отсутствия регионально выдержанных флюидоупоров. Вместе с тем по всей территории синеклизы повсеместно распространены многолетнемерзлые породы (ММП) мощностью 500-600 м [1, 2]. Наличие обширной зоны ММП в ВЧР Вилюйской синеклизы обуславливает существование зоны стабильности газовых гидратов [3, 4]. Изучению образования (диссоциации) газовых гидратов посвящено большое количество как монографических работ [5, 6], так и статей в периодических журналах [7, 8] и в различных сборниках. Список публикаций можно существенно продолжить, такими как обзорные статьи зарубежных ученых [9, 10]. Однако он будет все равно неполным, если не отметить статьи, в которых представлен краткий обзор современного состояния теоретических и экспериментальных исследований в области изучения газовых гидратов в России и за рубежом [11-13], а также литературный обзор по методам лабораторного моделирования содержащих газовые гидраты образцов осадочных пород [14]. В работах [15, 16] представлена обширная библиография по широкому кругу вопросов, связанных с процессами образования (диссоциации) и эффекта самоконсервации [17, 18] газовых гидратов.

Принципиальная возможность существования мерзлотно-гидратных флюидоупоров нами была обоснована в работах [19, 20]. Безусловно, существенным недостатком мерзлотно-гидратного флюидоупора является его незначительный возраст по геологическим меркам, который не может обеспечивать условия для образования крупных скоплений нефти и газа. Максимальный непрерывный возраст существования криолитозоны в азиатской части Российской Федерации оценивается 10-12 тысяч лет [21, 22]. В заданных условиях, в качестве перспективных для образования промышленных залежей под мерзлотно-гидратным флюидоупором можно рассматривать территории уже с открытыми месторождениями и имеющими долгую историю разработки. К таким территориям в пределах Республики Саха (Якутия) можно отнести Хапчагайский мегавал Вилюйской синеклизы.

**E-mail:* maraday@yandex.ru

http://dx.doi.org/10.5510/OGP2022SI100666

Постановка проблемы

Хапчагайский мегавал является крупнейшей положительной структурой в осевой части Вилюйской синеклизы, которая, в свою очередь, является наиболее крупной отрицательной структурой востока Сибирской платформы [23]. В пределах Хапчагайского мегавала открыты (с запада на восток) Средневилюйское, Толонское, Мастахское, Соболох-Неджелинское, Бадаранское и Нижневилюйское газоконденсатные месторождения (рис. 1). Промышленная нефтегазоносность связана с пермскими, нижнетриасовыми и нижнеюрскими отложениями. В промышленной разработке находится Средневилюйское газоконденсатное месторождение (ГКМ). Мастахское ГКМ по основному продуктивному горизонту было полностью обводнено в 1995 году и с 2020 г. возобновлена незначительная добыча из пермских залежей. Отличительной особенностью нефтегазоносности Хапчагайского мегавала является наличие аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в нижней части разреза [24, 25]. Залежи с АВПД приурочены к пермским отложениям и неджелинской свите нижнего триаса. Отношение замеренных пластовых давлений к условному гидростатическому давлению составляет 1.30-1.35 [26, 27]. Следует отметить, что небольшая по толщине (80-100 м) неджелинская свита является регионально распространённым флюидоупором. Надежность неджелинского флюидоупора обеспечивается обильным присутствием в составе свиты разбухающих глинистых минералов [28]. Залежи, приуроченные к таганджинской и мономской свитам нижнего триаса и кызыл-сырской свите нижней юры, имеют пластовые давления близкие к условному гидростатическому [29]. В верхнеюрско-нижнемеловом комплексе отложений установлены незначительные по запасам залежи с пластовыми давлениями ниже условного гидростатического на 10-20 атм [30].

Заколонные перетоки природного газа являются достаточно распространенной проблемой на многих газовых и газоконденсатных месторождениях с АВПД и флюидоупорами с небольшой толщиной. Среди причин, обуславливающих заколонные перетоки газа основное место занимают некачественное цементирование и процессы, происходящие во время ожидания затвердевания цемента [31, 32]. Неконтролируемые потери газа обуславливают высокие внеплановые темпы снижения пластового давления, преждевременное обводнение эксплуатационных скважин и, как правило, не подтверждение начальных запасов газа [33].

На заре истории газовой отрасли Якутии заколонные перетоки газа привели к чрезмерно завышенной оценке начальных геологических запасов Усть-Вилюйского газового месторождения. Так, согласно материалам Протокола ГКЗ СССР № 6295 от 07.07.1972 г. по пересмотру начальных запасов на Усть-Вилюйском месторождении, заколонные перетоки обусловили ошибочное отнесение к нескольким интервалам потенциально продуктивных пластов больших притоков газа, источником которых был один нижезалегающий пласт.

Таким образом, наиболее перспективным объектом в отношении газоносности ВЧР, связанный с заколонными перетоками газа, представляет Мастахское ГКМ. В первую очередь, нужно отметить, что опыт строительства скважин на стадии поиска и разведки Мастахского ГКМ

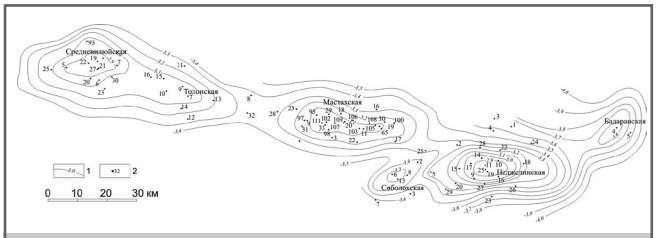

Рис.1. Структурный план Хапчагайского мегавала по кровле пермских отложений.
1 – изолинии отражающего горизонта ТП (граница Триаса и Перми); 2 – скважины и их номер

в относительно новых геологических и термобарических условиях был небольшим, что обуславливало соответствующее качество строительства и цементирования [34, 35]. При утверждении запасов в протоколе ГКЗ СССР №8223 от 29.12.1978 г. было указано «низкое качество применяемых глинистых растворов и цементирования отдельных скважин». Во-вторых, все скважины, разрабатывающие основную нижнеюрскую залежь J_1-I, обводнились преждевременно, а начальные запасы газа не подтвердились. В-третьих, имеются факты получения притоков газа из ВЧР в поздних скважинах эксплуатационного назначения. В-четвертых, нижнеюрская залежь перекрывается незначительной по толщине (25-30 м) глинистой сунтарской свитой.

Всего на Мастахском месторождении пробурено 75 скважин, которые вскрыли нижнеюрские отложения. Весьма вероятно, что заколонные перетоки по отдельным скважинам могли привести к образованию техногенных залежей под мерзлотно-гидратным флюидоупором.

Методология

Мастахское ГКМ расположено в 50 км восточнее от посёлка Кысыл-Сыр Республики Саха (Якутия) на правом берегу реки Вилюй, открыто в 1967 г., введено в промышленную разработку с 1976 г. [29]. В тектоническом отношении месторождение расположено в центральной части Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы Сибирской платформы [34]. Разрез осадочного чехла изучен бурением до глубины 4253 м (скв. 20). Вскрытая часть представлена палеозойскими (пермскими), мезозойскими (триасовыми, юрскими, меловыми) и четвертичными отложениями. Месторождение приурочено к Мастахской брахиантиклинальной структуре субширотного простирания. Размеры её по замкнутой изогипсе -3300 м составляют 41×14 км с амплитудой 272 м. Свод осложнен куполовидными поднятиями, наиболее значительные из которых – западное и восточное. При этом западный купол осложнен меридиональным нарушением типа «сброс», который разделяет купол на два блока: опущенный и приподнятый.

Структура в целом характеризуется совпадением структурных планов по всем основным продуктивным горизонтам. На рисунке 2 представлена структурная схема по кровле верхнего продуктивного горизонта J_1-II [35].

Промышленная нефтегазоносность связана с мезозойскими и верхнепермскими отложениями. На месторождении выявлено и разведано 9 газоконденсатных залежей. Из них в промышленную эксплуатацию были введены 5 залежей: P_2-I, T_1-IVa, T_1-X (восток), T_1-X (запад) и J_1-I [34, 35]. Основным объектом разработки была

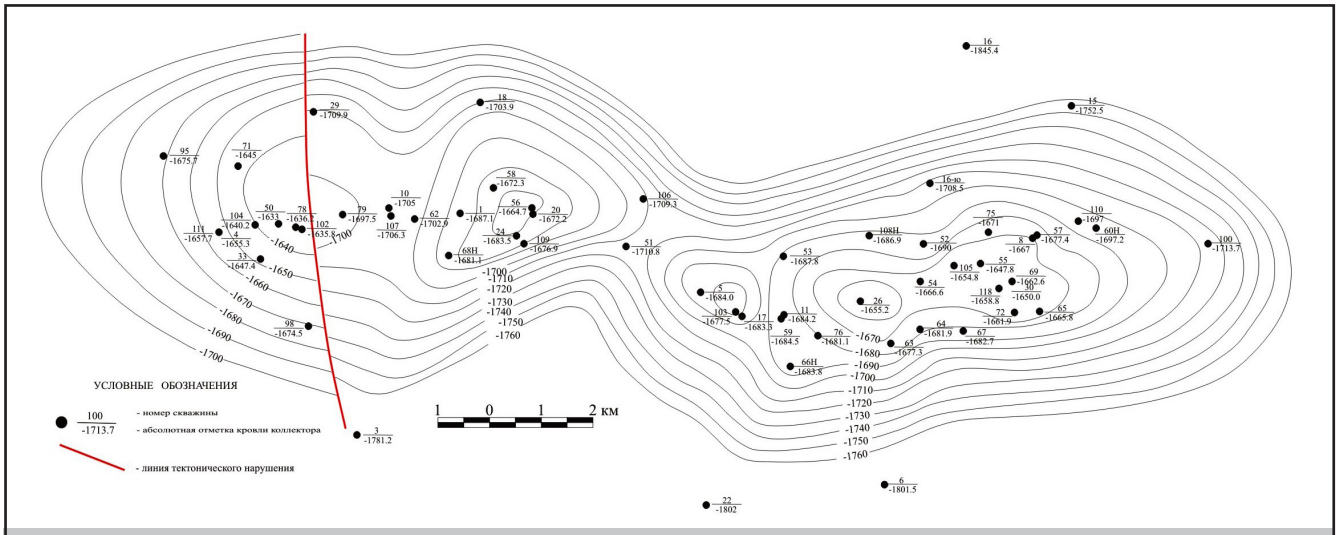

Рис.2. Структурная схема по кровле продуктивного горизонта J_1-II

нижнеюрская залежь J_1.I, содержащая основные запасы месторождения (57%).

Суммарные балансовые запасы, утвержденные в ГКЗ СССР по 5 введенным в эксплуатацию залежам, составляли 35.134 млрд. м^3 природного газа (табл. 1) [34]. По мере получения негативных промысловых результатов начальные запасы месторождения пересматривались несколько раз в сторону уменьшения, кроме залежи T_1-X (восток), которая была выделена несколько позднее. По месторождению коэффициент конечной газоотдачи составляет чуть более 34% от начальных балансовых запасов газа, утвержденных в ГКЗ СССР [36, 37].

Для выявления интервалов образования техногенных залежей в ВЧР Мастахского ГКМ проведен расчет уровня подошвы зоны гидратообразования (ЗГО) как самого верхнего и эффективного флюидоупора с построением его структурного плана.

В условиях низкой минерализации пластовых вод верхнеюрско-нижнемелового гидрогеологическго комплекса подошва ММП в отдельных скважинах Мастахского ГКМ была определена по данным термометрии скважин. Действительно, отличительной особенностью всего Хапчагайского мегавала, в том числе и Мастахского месторождения, является полное отсутствие высокоминерализованных пластовых вод в ВЧР. Воды являются слабоминерализованными (до 1÷4 г/л). [30, 38]. Поскольку температуры замерзания таких вод мало отличаются от 0 °С, границей между мерзлыми и талыми породами служит нулевая геоизотермическая поверхность [34]. Надо заметить, данные скважинной геофизики, а именно кавернометрия (КВ) и самопроизвольная поляризация (ПС), хорошо коррелировались с границами подошвы ММП, выделяемыми термометрией.

Определение подошвы ЗГО требует вычисления

Таблица 1

Утвержденные и переоцененные запасы Мастахского ГКМ [36]

Горизонт	Запасы, утвержденные ГКЗ СССР А+В+C_1, млн. м^3	Запасы, утвержденные ЦКЗ Газпром А+В+C_1, млн. м^3	Запасы, оцененные по методу МПД, млн. м^3
T_1-IVa	1097	6058	2277
добыто	2168	2168	2168
остаток	-1071	3910	109
% извлечения	197.6	35.7	95.2
J_1-I	20165	15647	10850
добыто	6911	6911	6911
остаток	13254	8736	3939
% извлечения	34.2	44.1	63,7
P_2-I	7221	589 2	5962
добыто	2062	2062	2062
остаток	5159	3830	3900
% извлечения	28,5	34.9	34,5
T_1-X (запад)	6651	6928	1660 (+716=2376)*
добыто	979	979	979
остаток	5672	5949	681 (1397)*
% извлечения	14.7	14.1	58.9 (41.2)*
T_1-X (восток)	-	1847	1970
добыто	-	1322	1322
остаток	-	535	648
% извлечения	-	71.5	67.1

** с учетом восточного блока, не введенного в эксплуатацию*

равновесных условий образования гидратов на основе состава природного газа и дальнейшего приведения относительно подошвы ММП. Для расчетов равновесных условий гидратообразования взят компонентный состав газа из нижнеюрской залежи J_1-I в условиях ВЧР. Такой выбор обусловлен тем, что основные балансовые запасы газа (около 4 млрд. м^3), остающиеся невыработанными до настоящего времени по месторождению, приурочены к этой залежи. При этом ввиду относительно высокого гипсометрического положения продуктивный горизонт является самым разбуренным на месторождении, т.е. углеводороды из этого горизонта являются главными потенциальными мигрантами в ВЧР [34]. Расчет равновесных условий гидратообразования был проведен по методике Е.Д. Слоана [7]. На рисунке 3 выше кривой равновесия находится область гидратообразования (ЗГО), а ниже – область двухфазного состояния «вода-газ» или «лед-газ». Косыми линиями выделен участок преимущественного попадания температур и давлений пласта в ЗГО для Мастахского ГКМ.

Для приведения подошвы ЗГО относительно подошвы ММП использованы зависимости температуры и давления от глубины. Средний геотермический градиент подмерзлотных отложений по данным термометрии составляет 0.036 °С/м [3], а пластовое давление (в атм) вычисляется по формуле:

$$P_{пл} = (H/10) - 15,$$

где H – абсолютная глубина (в м), 15 – средний дефицит пластового давления (в атм) верхнеюрско-нижнемеловых отложениях относительно нормального гидростатического [38]. Эта задача решается методом деления отрезка пополам (первый отрезок берется от подошвы ММП до любой безгидратной глубины).

Нижнюю границу ЗГО можно также определить путем сопоставления распределений пластовой температуры $T_{пл}$ и температуры гидратообразования:

$$T_{гидр} = a \cdot \ln P_{пл} + b,$$

где эмпирические коэффициеты $a = 7.894$ K и $b = 160.988$ K находятся аппроксимацией кривой термодинамического равновесия гидратообразования природного газа Мастахского ГКМ (рис. 3). Например, на рисунке 4 точка пересечения линий распределения температур будет соответствовать глубине залегания подошвы ЗГО $H_{гидр}$ = 670 м при мощности ММП, равной 400 м. В результате были найдены значения, соответствующие абсолютной отметке глубины залегания подошвы ЗГО по отдельным скважинам. На рисунке 5 представлены построенные карты подошвы ММП (а) и ЗГО (б).

Обсуждение результатов

В целом, по месторождению нижняя граница (подошва) ЗГО располагается в пределах нижнемеловых отложений, которые в пределах Вилюйской синеклизы, в том числе Мастахского ГКМ, представлены тремя свитами – батылыкской, эксеняхской и хатырыкской. Батылыкская и хатырыкская свиты промышленно-угленосны, тогда как разделяющая их эксеняхская свита практически полностью лишена угольных прослоев. При этом на Хапчагайском мегавале эксеняхская свита появляется только на крыльях, будучи размытой в сводовых частях [25]. Пески и песчаники хатырыкской свиты отличаются от батылыкской ожелезненностью и каолинитизацией.

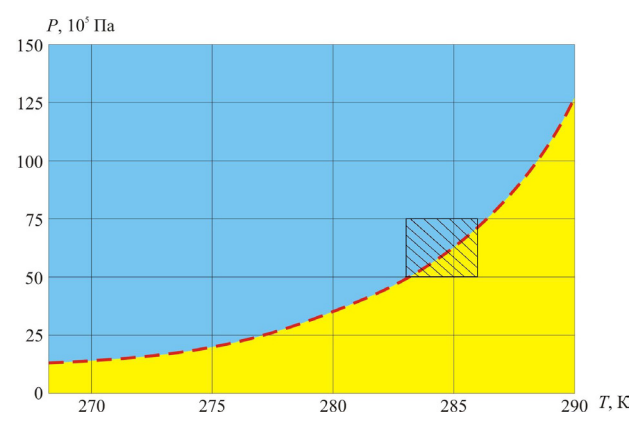

Рис.3. Равновесные условия образования гидратов природного газа Мастахского ГКМ
Состав газа (% мол.): CH_4 – 96.69; C_2H_6 – 2.01; C_3H_8 – 0.27; *i* - C_4H_{10} – 0.14; C_5H_{12+} – 0.05; CO_2 – 0.2; N_2 – 0.64

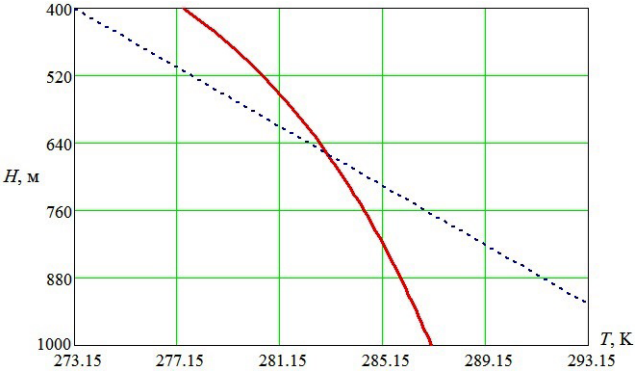

Рис.4. Изменение температуры по глубине подмерзлотных отложений (при мощности ММП –400 м)
Сплошная кривая – равновесная температура гидратообразования $T_{гидр}$; прямая линия – линейная аппроксимация данных термометрии $T_{пл}$

Однако по материалам промыслово-геофизических исследований обе свиты составляют толщу преимущественно грубозернистых терригенных образований аллювиального комплекса Палеовилюя [39], довольно равномерно насыщенных промышленными пластами углей. Мощность нижнемеловых отложений в разрезе Мастахского месторождения составляет 300-500 м. Их кровля в присводовых скважинах совпадает с подошвой ММП.

Как видно на рисунка 5, рельеф нижней границы ЗГО, как и рельеф подошвы толщи ММП, имеют антиклинальное строение и в целом повторяют структурные планы продуктивных комплексов нижней части разреза. Здесь так же, как и в структурных планах продуктивных комплексов, выделяются два участка куполообразного залегания подошвы ЗГО – восточный 8.5×4 км с вертикальной амплитудой порядка 90 м и западный – 4.5×5.5 км с амплитудой 100 м [34].

Исходя из остаточных запасов основного юрского горизонта (табл. 1) к концу промышленной разработки объем газа, перераспределенного в ВЧР по заколонному пространству скважин, можно оценить от 4 до 13 млрд. м^3. Кроме того, нельзя исключать заколонные перетоки газа из залежей пермо-триасового комплекса отложений. Об этом косвенно свидетельствует установленный факт восстановления пластового давления в нижнеюрской залежи до 0.12 МПа в год [35]. Весьма вероятно, что в настоящее

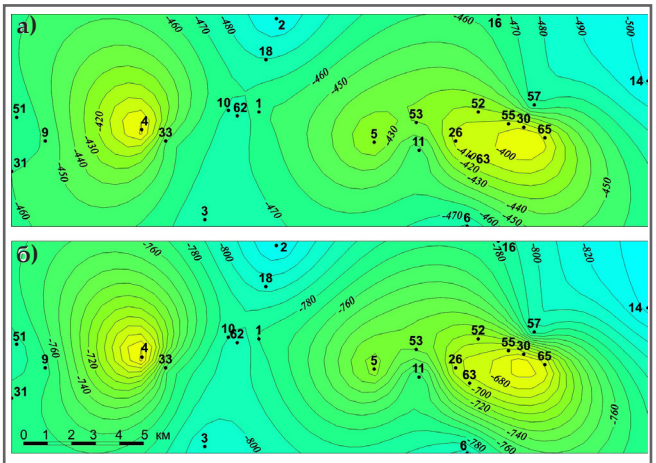

Рис.5. Структурные схемы по подошвам ММП (а) и ЗГО (б)

время происходит достаточно активное перераспределение пластовых флюидов из нижних частей разреза с АВПД в ВЧР, где первоначально были установлены аномально низкие пластовые давления.

Таким образом, целесообразно проводить дополнительные исследования ВЧР Мастахского ГКМ с целью выявления потенциальных скоплений газа под мерзлотно-гидратным флюидоупором, желательно прямыми методами исследования пласта. В случае получения положительных результатов при опробовании требуется весьма широкая и разносторонняя программа исследований по определению промысловых характеристик скоплений. Следует заметить, что несмотря на относительно высокую степень разбуренности Мастахского месторождения, геологические материалы, способные охарактеризовать потенциальный верхнемезозойский этаж газоносности, весьма скудны, что связано с традиционным отношением к верхнемезозойским отложениям как совершенно бесперспективным [34]. В этой связи представляется целесообразным проведение электроразведочных работ для уточнения геологического строения и зон газонакопления в ВЧР. В работе [40] аномалии повышенного сопротивления над известными нефтегазовыми месторождениями в пределах западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба, имеющего идентичный литолого-стратиграфический разрез с Вилюйской синеклизой, связываются со скоплениями газовых гидратов или свободного газа.

Важно отметить, что при проведении доразведочного и эксплуатационного бурения в пределах Хапчагайского мегавала необходимо учесть возможность получения аварийных притоков газа из ВЧР, особенно в сводовых частях выделенных структур. Так, в 1982 г. в ходе спускоподъёмных операций при бурении скважины № 101 на Мастахской площади был получен аварийный приток газа с ориентировочным дебитом до 500 тыс. м^3/сут. Было сделано предположение, что приток был получен из вторичной залежи, образованной за счет заколонных перетоков из соседних эксплуатационных скважин, пробуренных ранее. В акте расследования аварии скважины № 101 в качестве доказательства наличия перетоков была присоединена информация об установленной утечке газа из скважины № 54 с ориентировочным дебитом 170 тыс. м^3/сут. Скважина № 54 находится в 900 м от скважины № 101, и на тот момент, находилась в эксплуатации уже 5 лет. Только через эту скважину в год могло уходить до 62 млн. м^3 природного газа в ВЧР.

Следовательно, изучение верхней части разреза Хапчагайского мегавала необходимо не только для поиска залежей, но и для предотвращения осложнений при бурении разведочных и эксплуатационных скважин.

Выводы

В представленной статье газовые гидраты рассмотрены в качестве флюидоэкранирующего материала из-за проявления эффекта их самоконсервации [41], а не как самостоятельный потенциальный объект разработки. С появлением экономически выгодных технологических возможностей разработки газогидратных скоплений (залежей) интервалы потенциальных мерзлотно-гидратных флюидоупоров также могут иметь научно-практический интерес.

Для построения более точной схемы структурного плана подошвы ЗГО нужно иметь кондиционный вещественный состав газа из ВЧР, скорее всего, отличающийся от состава газа залежи J_1-I за счет смешивания газов из разных залежей и так называемых «угольных» газов верхнеюрско-нижнемеловых отложений, которые несомненно имеют место быть.

При получении положительных результатов при опробовании ВЧР Мастахского ГКМ вышеприведенные методические подходы можно масштабировать для всей группы газоконденсатных месторождений Хапчагайского и Логлорского валов Вилюйской синеклизы, характеризующихся относительной схожестью геологических и геотермодинамических условий [34, 42].

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант № 21-510-22001).

Литература

1. Железняк, М. Н., Семенов, В. П. (2020). Геотемпературное поле и криолитозона Вилюйской синеклизы. *Новосибирск: СО РАН*.

2. Семенов, В. П., Железняк, М. Н. (2013). Геотермические условия Вилюйской синеклизы. *Криосфера Земли*, 17(4), 3-10.

3. Семенов, В. П., Железняк, М. Н. (2018). Особенности геотемпературного поля и залегания многолетнемерзлой толщи Вилюйской синеклизы. *Природные ресурсы Арктики и Субарктики*, 26(4), 45-54.

4. Дучков, А. Д., Железняк, М. Н., Соколова, Л. С., Семенов, В. П. (2019). Зоны стабильности гидратов метана и диоксида углерода в осадочном чехле Вилюйской синеклизы. *Криосфера Земли*, 23(6), 19-26.

5. Matveeva, T. V., Kaminsky, V. D., Semenova, A. A., Shchur, N. A. (2020). Factors affecting the formation and evolution of permafrost and stability zone of gas hydrates. *Geosciences*, 10(12), 504.

6. Истомин, В. А., Квон, В. Г. (2004). Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. *Москва: ООО «ИРЦ Газпром»*.

7. Sloan, E. D., Koh, C. A. (2008). Clathrate hydrates of natural gases. *Boca Raton: Taylor & Francis Group/CRC Press.*

8. Чувилин, Е. М., Давлетшина, Д. А., Лупачик, М. В. (2019). Гидратообразование в мерзлых и оттаивающих метанонасыщенных породах. *Криосфера Земли*, 23(2), 50-61.

9. Якуцени, В. П. (2013). Газогидраты – нетрадиционное газовое сырье, их образование, свойства, распространение и геологические ресурсы. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 8(4), 24.

10. Chong, Z. R., Yang, S. H. B., Babu, P., et al. (2016). Review of natural gas hydrates as an energy resource: Prospects and challenges. *Applied Energy*, 162, 1633-1652.

11. Minshull, T. A., Marin-Moreno, H., Betlem, P., et. al. (2020). Hydrate occurrence in Europe: A review of available evidence. *Marine and Petroleum Geology*, 111, 735-764.

12. Шиц, Е. Ю., Корякина, В. В., Варфоломеев, М. А., Замрий, А. В. (2021). Газовые гидраты: краткий информационный обзор современных российских исследований в 2015-2020 гг. *Газовая промышленность*, 2(812), 46-56.

13. Шиц, Е. Ю., Корякина, В. В. (2020) Газовые гидраты: краткий информационный обзор современных зарубежных исследований. *Газовая промышленность*, 12(810), 24-32.

14. Манаков, А. Ю., Дучков, А. Д. (2017). Лабораторное моделирование гидратообразования в горных породах (обзор). *Геология и геофизика*, 58(2), 290-307.

15. Manakov, A. Yu., Rodionova, T. V., Penkov, N. V., et al. (2017). Kinetics of formation and dissociation of gas hydrates. *Russian Chemical Reviews*, 86(9), 845-869.

16. Manakov, A. Yu., Stoporev, A. S. (2021). Physical chemistry and industrial applications of gas hydrates: topical aspects. *Russian Chemical Reviews*, 90(5), 566-600.

17. Макогон, Ю. Ф. (2003). Эффект самоконсервации газогидратов. *Доклады академии наук*, 390(1), 85-89.

18. Истомин, В. А., Якушев, В. С., Махонина, Н. А. и др. (2006). Эффект самоконсервации газовых гидратов. *Газовая промышленность*, Спецвыпуск: Газовые гидраты, 36-46.

19. Александров, А. Р., Рожин, И. И., Сивцев, А. И., Сюндюков, И. Ш. (2010). Об уровне мерзлотно-гидратного флюидоупора в пределах погребенного Якутского поднятия / в сборнике материалов всероссийской конференции с международным участием к 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина «Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь». *Москва: ГЕОС*.

20. Сюндюков, И. Ш., Сивцев, А. И. (2013). Обоснование потенциальных скоплений газа под мерзлотно-гидратным флюидоупором. Материалы всероссийской конференции с международным участием «Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы развития». *Москва: ГЕОС*.

21. Конищев, В. Н. (1999). Эволюция температуры пород арктической зоны России в верхнем кайнозое. *Криосфера Земли*, 3(4), 39-47.

22. Шполянская, Н. А. (2015). Плейстоцен-голоценовая история развития криолитозоны Российской Арктики «глазами» подземных льдов. *Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований.*

23. Сафронов, А. Ф., Сивцев, А. И., Черненко, В. Б. (2014). Нефтеносность нижнемезозойских отложений Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы. *Геология и геофизика*, 55(8), 1263-1269.

24. Погодаев, А. В., Ситников, В. С., Лысов, Б. А. (2012). Литологические и гидродинамические особенности газоносности верхнепермских и нижнетриасовых отложений Хапчагайского района Вилюйской нефтегазоносной области. *Геология нефти и газа*, 4, 2-12.

25. Сивцев, А. И. (2011). Изучение неоднородности продуктивного горизонта T_1-III и ее влияние на геолого-промысловые характеристики залежи (на примере Средневилюйского ГКМ). Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. *Якутск: Институт проблем нефти и газа СО РАН.*

26. Дмитриевский, А. Н., Томилова, Н. Н., Юрова, М. П., Рудов, А. А. (2010). Строение и формирование неджелинского природного резервуара Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы. *Геология нефти и газа*, 6, 29-43.

27. Погодаев, А. В. (2018). Влияние режима аномально высокого пластового давления на условия формирования и сохранения залежей газа в верхнепермских отложениях Хапчагайского мегавала. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 13(4), 19.

28. Юрова, М. П. (2019). Роль глинистых минералов в вулканогенных залежах углеводородов с аномально высоким пластовым давлением (Хапчагайский мегавал Вилюйской синеклизы). *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 12, 34-39.

29. Железняк, М. Н., Семенов, В. П., Шац, М. М. (2019). Углеводородные ресурсы Вилюйской синеклизы. *Наука и техника в газовой промышленности*, 3(79), 3-19.

30. Геология нефти и газа Сибирской платформы. (1981) / под. ред. Конторовича А. Э., Суркова В. С., Трофимука А. А.. *Москва: Недра*.

31. Булатов, А. И. (2007). Главнейшая проблема строительства нефтяных и газовых скважин. *Наука Кубани*, 1, 44-50.

32. Гасумов, Р. А., Гридин, В. А., Овчаров, С. Н., Гасумов, Э. Р. (2017). Исследование причин заколонных проявлений при цементировании скважин эксплуатационной колонны. *Наука. Инновации. Технологии*, 4, 125-136.

33. Богоявленский, В. И., Богоявленский, И. В. (2018). Природные и техногенные угрозы при поиске, разведке и разработке месторождений углеводородов в Арктике. *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*, 2, 60-70.

34. Сивцев, А. И., Рожин, И. И. (2011). Нетрадиционный флюидоупор мерзлотно-гидратного генезиса. Материалы международной научно-практической конференции по инженерному мерзлотоведению, посвященной XX-летию ООО НПО «Фундаментстройаркос». *Тюмень: Сити-Пресс*.

35. Черненко, В. Б., Сивцев, А. И. (2015). К проблеме релаксации юрской залежи Мастахского ГКМ. *Наука и образование*, 1, 16-21.

36. Сивцев, А. И. (2008). Причины низкой эффективности разработки Толон-Мастахского ГКМ. *Электронное издание «Нефтегазовое дело»*, 20. http://www.ogbus.ru/authors/Sivtzev/Sivtzev_1.pdf

37. Изюмченко, Д. В., Косачук, Г. П., Буракова, С. В. и др. (2014). Обобщение выработки запасов на Мастахском газоконденсатном месторождении Якутии. *Газовая промышленность*, S(708), 16-22.

38. Сурнин, А. И. (1986). Гидрогеологические критерии нефтегазоносности Вилюйской синеклизы. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. *Томск*.

39. Фролов, С. В., Карнюшина, Е. Е., Коробова, Н. И. и др. (2019). Особенности строения, осадочные комплексы и углеводородные системы Лено-Вилюйского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы*, 21(2), 13-30.

40. Афанасенков, А. П., Волков, Р. П., Яковлев, Д. В. (2015). Аномалии повышенного электрического сопротивления под слоем многолетнемерзлых пород – новый поисковый признак залежей углеводородов. *Геология нефти и газа*, 6, 40-52.

41. Якушев, В. С. (2009). Формирование скоплений природного газа и газовых гидратов в криолитозоне. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. *Москва: ООО «ВНИИГАЗ»*.

42. Сивцев, А. И. (2013). Генезис Хапчагайского и Логлорского валов Вилюйской синеклизы. Материалы второго всероссийского симпозиума с международным участием и молодежной научной школы, посвященных памяти академиков Н.А. Логачева и Е.Е. Милановского «Континентальный рифтогенез, сопутствующие процессы». *Иркутск: Институт земной коры Сибирского отделения РАН*.

References

1. Zheleznyak, M. N., Semenov, V. P. (2020). Geotemperature field and permafrost zone of the Vilyui syneclise. *Novosibirsk: SB RAS*.

2. Semenov, V. P., Zheleznyak, M. N. (2013). Geothermal conditions of the Vilyui syneclise. *Kriosfera Zemli*, 17(4), 3-10.

3. Semenov, V. P., Zheleznyak, M.N. (2018). Features of the geo-temperature field and occurrence of the permafrost strata of the Vilyui syneclise. *Prirodnye resursy Arktiki i Subarktiki*, 26(4), 45-54.

4. Duchkov, A. D., Zheleznyak, M. N., Sokolova, L. S., Semenov, V. P. (2019). Stability zones of methane and carbon dioxide hydrates in the sedimentary cover of the Vilyui syneclise. *Kriosfera Zemli*, 23(6), 19-26.

5. Matveeva, T. V., Kaminsky, V. D., Semenova, A. A., Shchur, N. A. (2020). Factors affecting the formation and evolution of permafrost and stability zone of gas hydrates. *Geosciences*, 10(12), 504.

6. Istomin, V. A., Kvon, V. G. (2004). Prevention and elimination of gas hydrates in gas production systems. *Moscow: IRC Gazprom LLC*.

7. Sloan, E. D., Koh, C. A. (2008). Clathrate hydrates of natural gases. *Boca Raton: Taylor & Francis Group/CRC Press.*

8. Chuvilin, E. M., Davletshina, D. A., Lupachik, M. V. (2019). Hydrate formation in frozen and thawed methane-saturated rocks. *Kriosfera Zemli*, 23(2), 50-61.

9. Yakutseni, V. P. (2013). Gas hydrates – unconventional gas raw materials, their formation, properties, distribution and geological resources. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 8(4), 24.

10. Chong, Z. R., Yang, S. H. B., Babu, P., et al. (2016). Review of natural gas hydrates as an energy resource: Prospects and challenges. *Applied Energy*, 162, 1633-1652.

11. Minshull, T. A., Marin-Moreno, H., Betlem, P., et. al. (2020). Hydrate occurrence in Europe: A review of available evidence. *Marine and Petroleum Geology*, 111, 735-764.

12. Shits, E. Yu., Koryakina, V. V., Varfolomeev, M. A., Zamrij, A. V. (2021). Gas hydrates: a brief informational review of modern Russian research in 2015-2020. *Gazovaya Promyshlennost'*, 2(812), 46-56.

13. Shits, E. Yu., Koryakina, V. V. (2020). Gas hydrates: a brief informational review of modern foreign research. *Gazovaya Promyshlennost'*, 12(810), 24-32.

14. Manakov, A. Yu., Duchkov, A. D. (2017). Laboratory modeling of hydrate formation in rocks (review). *Geologiya i geofizika*, 58(2), 290-307.

15. Manakov, A. Yu., Rodionova, T. V., Penkov, N. V., et al. (2017). Kinetics of formation and dissociation of gas hydrates. *Russian Chemical Reviews*, 86(9), 845-869.

16. Manakov, A. Yu., Stoporev, A. S. (2021). Physical chemistry and industrial applications of gas hydrates: topical aspects. *Russian Chemical Reviews*, 90(5), 566-600.

17. Makogon, Yu. F. (2003). Self-preservation effect of gas hydrates. *Doklady Akademii nauk*, 390(1), 85-89.

18. Istomin, V. A., Yakushev, V. S., Mahonina, N. A., et al. (2006). Self-preservation effect of gas hydrates. *Gazovaya promyshlennost'*, S, 36-46.

19. Aleksandrov, A. R., Rozhin, I. I., Sivtsev, A. I., et al. (2010, October). About the level of permafrost-hydrate seal within the buried Yakutsk uplift. In: *All-Russian conference with international participation dedicated to the 100th anniversary of the birth of Academician P.N. Kropotkin. Earth degassing: geotectonics, geodynamics, geofluids; oil and gas; hydrocarbons and life. Moscow: GEOS*.

20. Syundyukov, I. Sh., Sivtsev, A. I. (2013, November). Justification of potential gas accumulations under the permafrost-hydrate seal. *In: All-Russian conference with international participation. Unconventional hydrocarbon resources: distribution, genesis, forecasts, development prospects. Moscow: GEOS*.

21. Konishchev, V. N. (1999). Evolution of temperature of rocks in the Arctic zone of Russia in the Upper Cenozoic. *Kriosfera Zemli*, 3(4), 39-47.

22. Shpolyanskaya, N. A. (2015). Pleistocene-Holocene history of the development of the permafrost zone of the Russian Arctic «through the eyes» of underground ice. *Moscow–Izhevsk: Institute for Computer Research.*

23. Safronov, A. F., Sivtsev, A. I., Chernenko, V. B. (2014). Oil-bearing capacity of the Lower Mesozoic sediments of the Khapchagai mega-shaft of the Vilyui syneclise. *Geologiya i Geofizika*, 55(8), 1263-1269.

24. Pogodaev, A. V., Sitnikov, V. S., Lysov, B. A. (2012). Lithological and hydrodynamic features of gas content of the Upper Permian and Lower Triassic deposits of the Khapchagai region of the Vilyui oil and gas region. *Geologiya Nefti i Gaza*, 4, 2-12.

25. Sivtsev, A. I. (2011). Study of the heterogeneity of the productive horizon T1-III and its influence on the geological and production characteristics of the deposit (on the example of the Srednevilyuyskoye gas condensate field). PhD Thesis. *Yakutsk: Institute of Oil&Gas Problems SB RAS.*

26. Dmitrievskij, A. N., Tomilova, N. N., Yurova, M. P., Rudov, A. A. (2010). The structure and formation of the Nedzhely natural reservoir of the Khapchagai mega-shaft of the Vilyui syneclise. *Geologiya Nefti i Gaza*, 6, 29-43.

27. Pogodaev, A. V. (2018). Influence of the regime of abnormally high reservoir pressure on the conditions for the formation and preservation of gas deposits in the Upper Permian sediments of the Khapchagai mega-shaft. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 13(4), 19.

28. Yurova, M. P. (2019). The role of clay minerals in volcanic hydrocarbon deposits with abnormally high reservoir pressure (Khapchagai mega-shaft of the Vilyui syneclise). *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanyh i Gazovyh Mestorozhdenij*, 12, 34-39.

29. Zheleznyak, M. N., Semenov, V. P., Shats, M. M. (2019). Hydrocarbon resources of the Vilyui syneclise. *Nauka i Tekhnika v Gazovoj Promyshlennosti*, 3(79), 3-19.

30. Oil and gas geology of the Siberian platform. (1981) / Eds. A. E. Kontorovich, V. S. Surkov, A. A. Trofimuka. *Moscow: Nedra*.

31. Bulatov, A. I. (2007). The main problem in the construction of oil and gas wells. *Nauka Kubani*, 1, 44-50.

32. Gasumov, R. A., Gridin, V. A., Ovcharov, S. N., Gasumov, E. R. (2017). Investigation of the causes of annular manifestations during cementing of production casing wells. *Nauka. Innovacii. Tekhnologii*, 4, 125-136.

33. Bogoyavlenskij, V. I., Bogoyavlenskij, I. V. (2018). Natural and man-made threats in the search, exploration and development of hydrocarbon deposits in the Arctic. *Mineral'nye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravlenie*, 2, 60-70.

34. Sivtsev, A.I ., Rozhin, I. I. (2011). Unconventional seal of permafrost-hydrate genesis. In: *International Scientific and Practical Conference on Engineering Permafrost Management, dedicated to the XX-th anniversary of NPO Fundamentstroyarkos LLC. Tyumen: City-Press.*

35. Chernenko, V. B., Sivtsev, A. I. (2015). On the problem of relaxation of the Jurassic deposit of the Mastakhskoye gas condensate field. *Nauka i Obrazovanie*, 1, 16-21.

36. Sivtsev, A. I. (2008). Reasons for the low development efficiency of the Tolon-Mastakhskoye gas condensate field. *Oil and Gas Business*, 20. http://www.ogbus.ru/authors/Sivtzev/Sivtzev_1.pdf. 20

37. Izyumchenko, D. V., Kosachuk, G. P., Burakova, S. V., et al. (2014). Generalization of the development of reserves at the Mastakhskoye gas condensate field in Yakutia. *Gazovaya Promyshlennost'*, S(708), 16-22.

38. Surnin, A. I. (1986). Hydrogeological criteria of oil and gas content of the Vilyui syneclise. PhD Thesis. *Tomsk*.

39. Frolov, S. V., Karnyushina, E. E., Korobova, N. I., et al. (2019). Structural features, sedimentary complexes and hydrocarbon systems of the Lena-Vilyui oil and gas basin. *Georesursy*, 21(2), 13-30.

40. Afanasenkov, A. P., Volkov, R. P., Yakovlev, D. V. (2015). Anomalies of increased electrical resistance under the permafrost layer are a new exploratory sign of hydrocarbon deposits. *Geologiya Nefti i Gaza*, 6, 40-52.

41. Yakushev, V. S. (2009). Formation of accumulations of natural gas and gas hydrates in the permafrost zone. PhD Thesis. *Moscow: OOO VNIIGAZ*.

42. Sivtsev, A. I. (2013). Genesis of the Khapchagai and Loglor swells of the Vilyui syneclise. In: *Second All-Russian Symposium with international participation and a youth scientific school dedicated to the memory of academicians N.A. Logacheva and E.E. Milanovsky. Continental rifting, accompanying processes. Irkutsk: Institute of the Earth's Crust, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.*

Поиск техногенных залежей под мерзлотно-гидратным флюидоупором в пределах Вилюйской синеклизы

А. И. Сивцев[1], И. И. Рожин[2]
[1]Северо-восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, Якутск, Россия; [2]Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения РАН, Якутский научный центр СО РАН, Якутск Россия

Реферат

В статье рассмотрена возможность образования техногенных залежей газа под мерзлотно-гидратным флюидоупором. В качестве наиболее перспективного объекта обоснована и рассмотрена верхняя часть разреза Мастахского газоконденсатного месторождения. Путем сопоставления равновесных условий гидратообразования с давлением и температурой пласта определена нижняя граница мерзлотно-гидратного флюидоупора, образующего потенциальную ловушку для накопления газов за счет их перетоков по заколонному пространству скважин из более глубоких горизонтов разреза месторождения. По результатам проведенных исследований построены карты подошвы многолетнемерзлых пород и подошвы зоны гидратообразования. Проведена оценка потенциальных объемов переточных газов из нижнеюрской залежи в верхнюю часть разреза. Отмечена необходимость дополнительного изучения верхней части разреза Хапчагайского мегавала как для поиска техногенных залежей газа, так и для предотвращения осложнений и аварий, связанных с техногенными залежами.

Ключевые слова: Хапчагайский мегавал Вилюйской синеклизы; заколонные перетоки; Мастахское месторождение; мерзлотно-гидратный флюидоупор; перспективы нефтегазоносности.

Vilyui sineklizi hüdudlarında donuşluq-hidrat fluid dayaqları altında yerləşən texnogen yataqların axtarış

A. İ. Sivtsev[1], İ. İ. Rojin[2]
[1]M.K. Ammosov adına Şimal-Şərq Federal Universiteti, Yakutsk, Rusiya; [2]REA-nın Sibir Bölməsinin Neft və Qaz Problemləri İnstitutu, REA-nın Sibir Bölməsinin Yakutsk Elmi Mərkəzi, Yakutsk, Rusiya

Xülasə

Məqalədə daimi donuşluq-hidrat flüid dayaları altındakı texnogen qaz yataqlarının əmələgəlmə imkanlarına baxılmışdır. Ən perspektivli obyekt kimi Mastaxskoye qaz-kondensat yatağı kəsiyinin yuxarı hissəsi əsaslandırılmış və nəzərdən keçirilmişdir. Hidratəmələgəlmənin tarazlıq şərtlərinin lay təzyiqi və temperaturu ilə müqayisə edilməsi yolu ilə qazların yatağın daha dərin horizontlarından quyunun kəmərarxası fəzası boyunca axınları hesabına onların toplanması üçün potensial tələ əmələ gətirən daimi donuşluq-hidrat flüid dayaqlarının aşağı sərhədi müəyyən edilmişdir. Aparılmış tədqiqatların nəticələrinə əsasən çoxillik donuşluq süxurunun döşəməsinin və hidratəmələgəlmə zonasının döşəməsinin xəritələri tərtib edilmişdir. Aşağı Yura yatağından kəsiyin yuxarı hissəsinə qədər olan axınlı qazların potensial həcmlərinin qiymətləndirilməsi aparılmışdır. Həm texnogen qaz yataqlarının axtarışı, həm də texnogen yataqlarla bağlı mürəkkəbləşmə və qəzaların qarşısının alınması məqsədilə Xapçaqay meqabəndinin yuxarı hissəsinin əlavə olaraq tədqiq edilməsinin zəruriliyi qeyd edilmişdir.

Açar sözlər: Vilyui sineklizinin Xapçaqay meqabəndi; kəmərarxası axınlar; Mastaxskoye yatağı; donuşluq-hidrat flüid dayaqları; neft-qazlılığın perspektivləri.