

УДК 552.143(571.12)

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-3-23-37

Концептуальная модель осадконакопления как основа геологической корреляции на примере пластов АТ₆₋₈ Берегового месторождения Западной Сибири

**А. В. Полищук^{1*}, А. Е. Сидоров¹, Н. В. Нассонова¹, А. Н. Фищенко¹,
А. Р. Дорохов², А. Э. Гильмутдинов²**

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

²АО «Сибнефтегаз», Новый Уренгой, Россия

*avpolischuk@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. По Береговому месторождению (Западная Сибирь, Ямало-Ненецкий автономный округ) создана новая геологическая модель пластов группы АТ₆₋₈ ереямской свиты нижнего мела (готерив-апт) по результатам переработки и переинтерпретации 2D- и 3D-сейсморазведочных работ в 2020 году, бурения новых скважин (новые скважины, пробуренные после подсчета запасов 2016 года, составляют порядка 10 % от общего фонда скважин, вскрывших пласты АТ₆₋₈), получения обновленной структурной основы, дополнительных керновых исследований, пересмотра результатов испытаний скважин. Корреляция разрезов скважин в интервале АТ₆₋₈ выполнена с учетом формирования пластов в условиях аллювиальной и приливно-отливной дельтовой равнины. Разнонаправленные источники сноса образовали зоны гидродинамического разобщения в интервале коллектора, которые контролировали нефтегазоносность пластов. С учетом результатов геохимических исследований предложена этапность формирования скоплений углеводородов, обусловившая дифференцированный фазовый состав (легкая нефть и газоконденсат) открытых залежей по площади и разрезу.

Ключевые слова: Западная Сибирь, Береговое месторождение, обстановки осадконакопления, зоны гидродинамического разобщения, формирование аккумуляций углеводородов

Для цитирования: Концептуальная модель осадконакопления как основа геологической корреляции на примере пластов АТ₆₋₈ Берегового месторождения Западной Сибири / А. В. Полищук, А. Е. Сидоров, Н. В. Нассонова [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-3-23-37 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 3. – С. 23–37.

Conceptual sedimentation model as the basis of geological correlation in a case study of AT₆₋₈ reservoirs of Beregovoye field in West Siberia

**Anastasiya V. Polishchuk^{1*}, Arthur E. Sidorov¹, Natalia V. Nasonova¹,
Angelica N. Fishchenko¹, Anton R. Dorokhov², Aydar E. Gilmutdinov²**

¹Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

²Sibneftegaz JSC, Novy Urengoy, Russia

*avpolischuk@tnnc.rosneft.ru

Abstract. For the Beregovoye field (West Siberia, Yamalo-Nenets Autonomous Okrug), a new subsurface geologic model for AT₆₋₈ group of reservoirs in the Lower Cretaceous (Hauterivian-Aptian) interval within Ereyamskaya formation was built following the reprocessing and rein-

interpretation of 2D and 3D seismic data in 2020, drilling of new wells (new wells, which were drilled after 2016, account for about 10 % of the total well stock that penetrated the AT₆₋₈ reservoirs), updating the structural framework, additional core studies, and revising the well test results. Well log correlation in the AT₆₋₈ interval was based on the reservoirs formation in alluvial and tidal delta plain environments. Multidirectional source areas formed disconnected zones in the net reservoir interval, which controlled the oil and gas content of these reservoirs. Taking into account the results of the geochemical survey, a stage-by-stage approach to hydrocarbon accumulations (light oil and gas condensate) formation was proposed, which led to vertically and laterally varied phase compositions of the discoveries.

Keywords: West Siberia, Beregovoye field, sedimentary environments, disconnected zones, formation of hydrocarbon accumulations

For citation: Polishchuk, A. V., Sidorov, A. E., Nassonova, N. V., Fishchenko, A. N., Dorokhov, A. R., & Gilmudtinov, A. E. (2022). Conceptual sedimentation model as the basis of geological correlation in a case study of AT₆₋₈ reservoirs of Beregovoye field in West Siberia. Oil and Gas Studies, (3), pp. 23-37. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-3-23-37

Введение

Береговое нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Ямало-Ненецком автономном округе Западной Сибири (рис. 1). Продуктивность отложений доказана в 39 пластах юрско-мелового интервала разреза. Одним из основных объектов по объему извлекаемых запасов в нижнемеловом интервале разреза является группа пластов AT₆₋₈ готерив-аптского возраста. Текущие рабочие модели этих пластов выполнены в рамках подсчета запасов 2016 г. Бурение скважин, пробуренных после 2016 года, показало, что интервал пластов характеризуется более сложным геологическим строением, чем предполагалось (наличие дополнительных зон глинизации, уточнение геометрии и уровней газожидкостных контактов, распространение коллекторов в интервале пласта). В 2020 году выполнены актуализация геологических моделей рассматриваемого интервала разреза и обобщение имеющейся информации по результатам переобработки и переинтерпретации 2D- и 3D-сейсморазведочных работ, бурения новых скважин, дополнительных керновых исследований, пересмотра результатов испытаний скважин.

Создание комплексной модели геологического объекта предусматривает совместный анализ факторов, способствующих формированию всех элементов нефтегазовой системы и протекающих в ней процессов для аккумуляции углеводородов (УВ) в этом объекте.

Образование отложений рассматриваемых пластов AT₆₋₈ Берегового месторождения происходило в субконтинентальных обстановках осадконакопления, что определило дифференцированное распределение на площади песчаного материала с различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Разнонаправленные источники сноса образовали зоны гидродинамического разобщения в интервале коллектора, которые контролировали нефтегазоносность пластов. По данным открытых залежей, преобладающим флюидом в объекте является газоконденсат, в интервале пласта AT₆² доказано наличие залежи легкой нефти и газоконденсатных скоплений. Согласно концепции поэтапного формирования и переформирования залежей УВ [1], нефтегазоконденсатные скопления УВ Берегового месторождения формировались в две стадии: нефтегазовая (формирование залежей) и газоконденсатная (переформирование залежей).

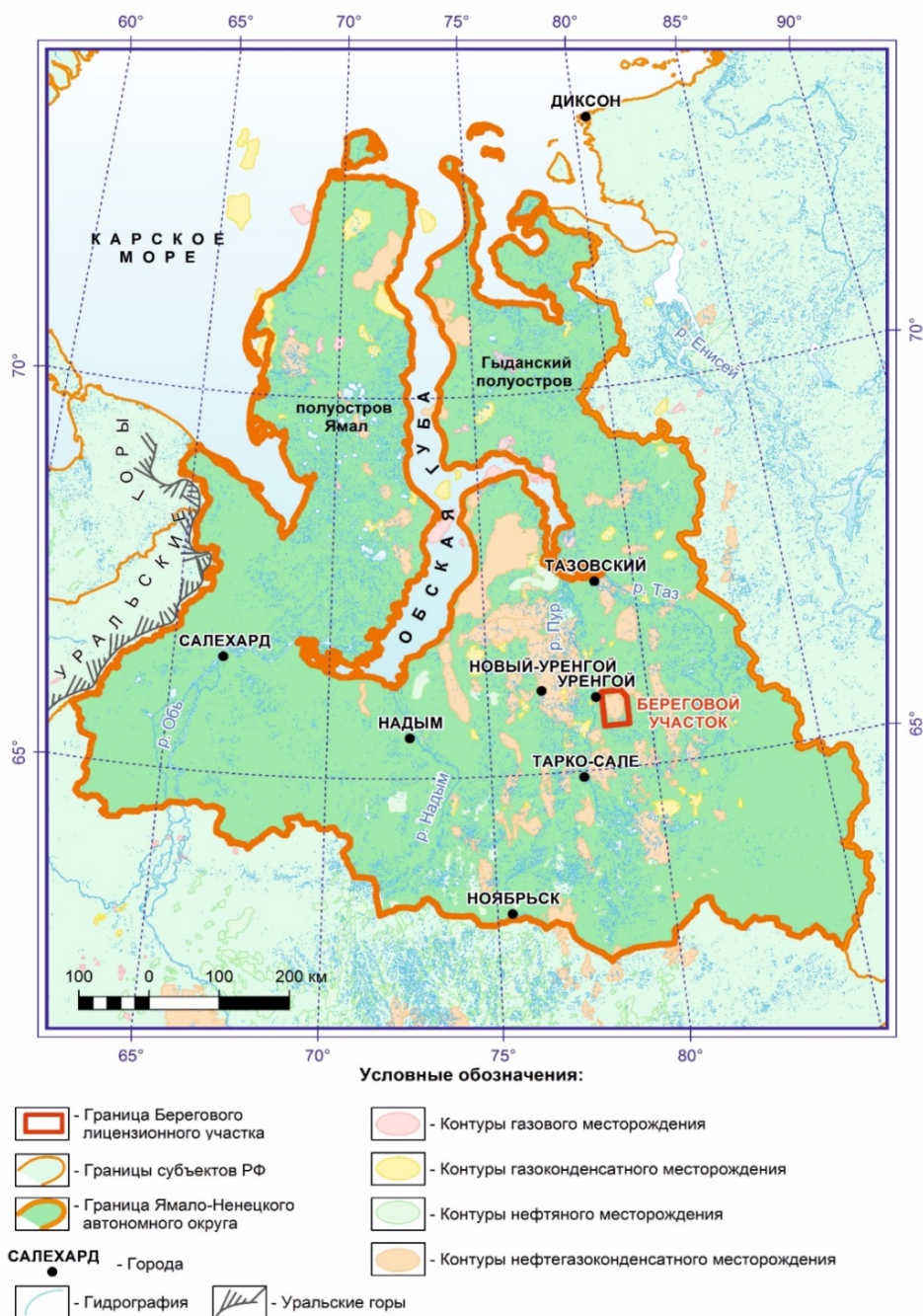


Рис. 1. Обзорная карта района работ

Движение УВ возможно посредством перепада давления между очагом генерации — зонами аккумуляции УВ и гравитационного фактора за счет струйного переноса флюидов вдоль приподнятых зон валообразных поднятий. Эффективность миграции и распределение флюидов по фазовому составу в интервале пласта будут также определяться ФЕС коллектора. С учетом новой геолого-геофизической информации, данных по условиям

осадконакопления и формирования аккумуляций УВ в работе предложена новая геологическая модель и освещены факторы, способствующие дифференцированному распределению фазового состава открытых залежей для группы пластов АТ₆₋₈ нижнего мела Берегового месторождения.

Концептуальная модель формирования пластов АТ₆₋₈ ереямской свиты нижнего мела

Обстановки осадконакопления

Формирование отложений пластов АТ₆₋₈ происходило в континентальных (пойменных, русловых, озерных и болотных) и большей частью в переходных обстановках (надводная дельтовая равнина: распределительные каналы дельты, заливы, приливно-отливные отмели) [2] (рис. 2).

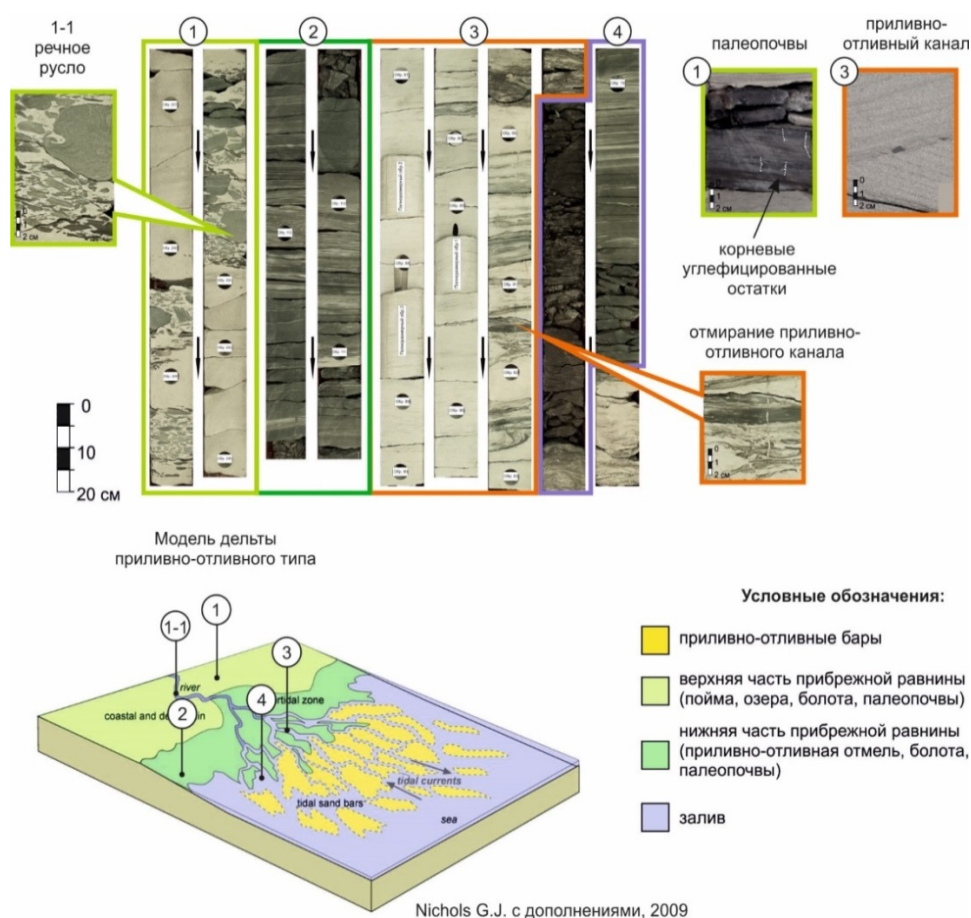


Рис. 2. Концептуальная модель образования пластов АТ₆₋₈ нижнего мела

Различные условия осадконакопления на небольшой площади создали сложную систему распределения песчаного материала. Это обусловило выполаживание рельефа и формирование дельтовых конусов выноса с пологими углами наклона. На территории формировались песчаные пласты, разделенные трансгрессивными глинистыми пачками, сформированными в

периоды затопления аллювиальной равнины. Основными источниками осадочного материала служили приподнятые участки Сибирской платформы с юго-востока и северо-востока [3]. Разрезы внутри дельтового комплекса имеют циклическое строение [4]. Это связано с продвижением дельты или ее лопастей в латеральном направлении.

Корреляция разрезов скважин

Корреляция разрезов скважин базируется на методике выделения реперов, на принципе похожести каротажных диаграмм с учетом характера насыщения выделенных коллекторов. Причем, по мнению авторов, характер насыщения коллекторов играет первостепенную роль при корреляции готерив-нижнеаптской песчано-глинистой ереямской свиты, в которой отсутствуют выдержанные глинистые пачки.

Для корреляции использовались реперы (изохронные границы):

- 1) репер над пластом ПК₁₄–R₈ (альб, покурская свита) — палеопочвы;
- 2) М' — репер U4 (над кровлей пластов ПК₁₉₋₂₀ — апт, покурская свита) — углисто-глинистая пачка;
- 3) ОГ М — кровля пласта АТ₆² — (нижний апт, ереямская свита) — углисто-глинистая пачка;
- 4) репер в кровле пласта АТ₈¹⁻¹ (баррем, ереямская свита) — глинистая пачка.
- 5) репер над пластом БТ₀ (верхи валанжина, заполярная свита) — глинистая пачка.

В интервалах залегания ереямской и покурской свит на кривых ГИС реперами являются угленосные прослои, которые выдержаны в локальных зонах. Угли соответствуют интервалам подтопления территории, когда относительный уровень моря максимален в морских обстановках, а в континентальных образуются обширные области заболачивания. Палеопочвы соответствуют интервалам с минимальным относительным уровнем моря и указывают на перерыв в осадконакоплении, что делает их присутствие важным стратиграфическим маркером для континентальных отложений, как на локальном, так и на региональном уровнях. Поверхность субэвразального несогласия при интерпретации геологического разреза принимается изохронной. Их образование связано с процессами субэвразальной переработки накопившегося осадка в моменты понижения относительного уровня моря и осушения территории. Палеопочвы переходили в угли или углисто-глинистые отложения, что подтверждено исследованиями керна (см. рис. 2). По данным ГИС, палеопочвы характеризуются повышенными показаниями водородосодержания, ГГКП и ПС, пониженными показаниями ГК и КС [5].

На востоке территории распределительные каналы резко опесчанены (коэффициент песчаности до 0,8–0,9). Системы каналов формировали аккреционные серии песчаных тел, разделенных тонкими глинистыми перемычками мощностью до 2 м. На карте временных толщин между ОГ М (кровля АТ₆²) и ОГ НБТ₁ отмечается, что на западе территории находилась наиболее прогнутая зона, компенсация которой происходила в пластах АТ₇₋₈ (рис. 3 и 4). Пласт АТ₆² характеризуется близкими толщинами по латерали и накапливался на компенсированной поверхности, после осадконакопления пластов АТ₇₋₈ (см. рис. 3).

В пластах группы АТ₈ формировался проградирующий дельтовый комплекс. В разрезе выделяется несколько циклов выдвижения дельты на западном склоне Берегового ЛУ. Во фронтальной части дельты присутствуют песчаные тела дельтовых рукавов мощностью порядка 20 м (см. рис. 4). Кроме того, в дельтовой равнине формировались отложения заполнения внутридельтовых заливов (аргиллиты и алевролиты) [6].

В условиях дельтовой равнины присутствуют все факторы, необходимые для формирования скоплений УВ [7]: НГМТ (терригенно-угленосные толщи аллювиальной равнины, глинистые толщи шельфа и глубокого моря), коллектора (аллювиально-русловые и дельтовые осадки, близость к береговой зоне бассейна, граничащей с центром генерации УВ), ловушки (структурные, литологически ограниченные), покрышками служат глинистые отложения, формировавшиеся в периоды затопления дельтовой равнины.

Механизмы формирования зон гидродинамического разобщения резервуара

Зона сочленения разнонаправленных источников сноса может рассматриваться как зона «разобщения». Под зонами разобщения понимается, как правило, следующее.

1. Предполагается, что зоны разобщения представляют собой геологические тела с пониженным коэффициентом песчанистости, разделяющие крупные песчаные аккумулятивные формы. Тип взаимоотношения проницаемых прослоев — внедрения, зубчатый, клиновидный (рис. 5).

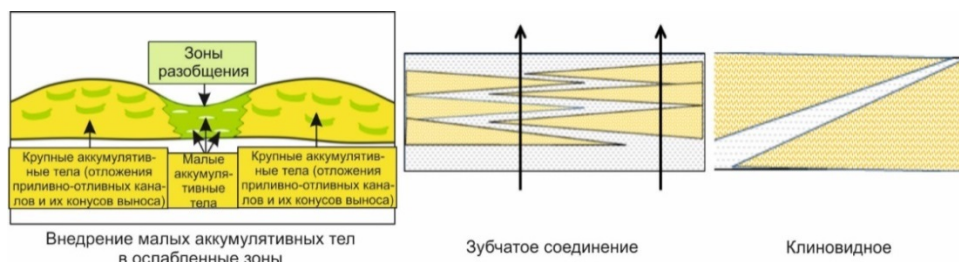


Рис. 5. Примеры зон разобщения

2. Границы фаций, где может происходить смена структуры порового пространства, или они сопряжены с маломощными глинистыми барьерами.

3. Безамплитудные или малоамплитудные конседиментационные разломы, или просто трещиноватые зоны, которые могут быть в пределах только одного пласта, куда затем могли проникать гидротермальные воды с минерализацией и создавать барьеры по плоскостям конседиментационного разлома [8].

4. Литологические экраны из карбонатных минералов, рассеянных в терригенных породах. Их образование Н. М. Страхов связывает с проявлением биогенных процессов на стадии диагенеза, когда развитие микроорганизмов способствует разрушению органического вещества, содержащегося в осадке [9]. В результате выделяется двуокись углерода, обогаща-

ющая придонный осадок карбонатом, при этом может возникать локальная карбонатизация.

5. Капиллярный барьер для углеводородов может возникнуть за счет изменения по латерали структуры порового пространства, улучшения или ухудшения ФЕС вследствие увеличения межфазного натяжения на контакте пластовой воды и углеводородов, что может произойти в том числе и по причине снижения со временем пластовой температуры. Капиллярные барьеры возникают на участках контрастной изменчивости фильтрационных свойств пород.

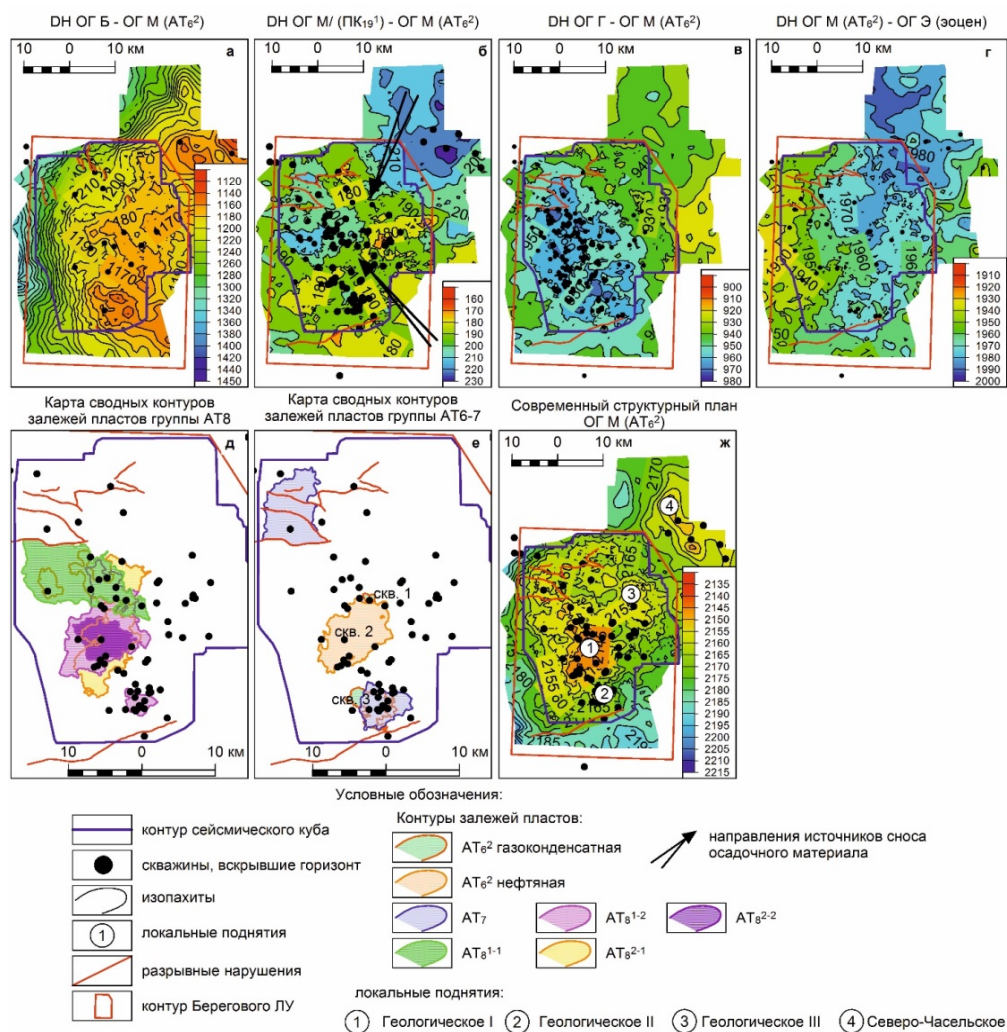


Рис. 6. Карты изопахит между ОГ (отражающими горизонтами)

Для анализа палеотектонических движений выбраны наиболее характерные карты толщин. Из рисунка 6 следует, что начало процессов формирования ловушек в интервале ереямской свиты соответствует палеогеновому времени (эоцен), амплитуды составляют первые метры. На тер-

ритории работ действовали источники сноса северо-восточного и юго-восточного направлений, которые отмечаются на карте толщин между ОГ М' (ПК₁₉¹) и ОГ М (АТ₆²) и выделяются как зоны увеличенных мощностей (см. рис. 6 а-г).

Накопление отложений в условиях дельтовой равнины обусловило наличие многочисленных зон разобщения на площади работ, которые образуют серию литологически экранированных залежей (см. рис. 6 д-ж).

Выделение зон разобщения выполнено по прогнозной карте коэффициента песчанистости, полученной в результате атрибутного анализа сейсмических данных.

Принимается, что при коэффициенте песчанистости $> 0,5$ зоны резервуара являются гидродинамически связанными [10]. Эта информация также учитывалась при картировании геометрии зон разобщения.

Модель формирования аккумуляций открытых залежей и их дифференцированного фазового состава

По данным геохимических исследований (АО «ТомскНИПИнефть», И. В. Гончаров и др., 2020 г.) интервалов юрского и мелового разрезов Берегового месторождения установлено, что зрелость меловых отложений соответствует стадии преобразованности не выше МК₁¹ (незрелое ОВ — раннее нефтяное окно) — значения $T_{max} = 414–427\text{ }^{\circ}\text{C}$, образцы относятся к керогену III типа (рис. 7).

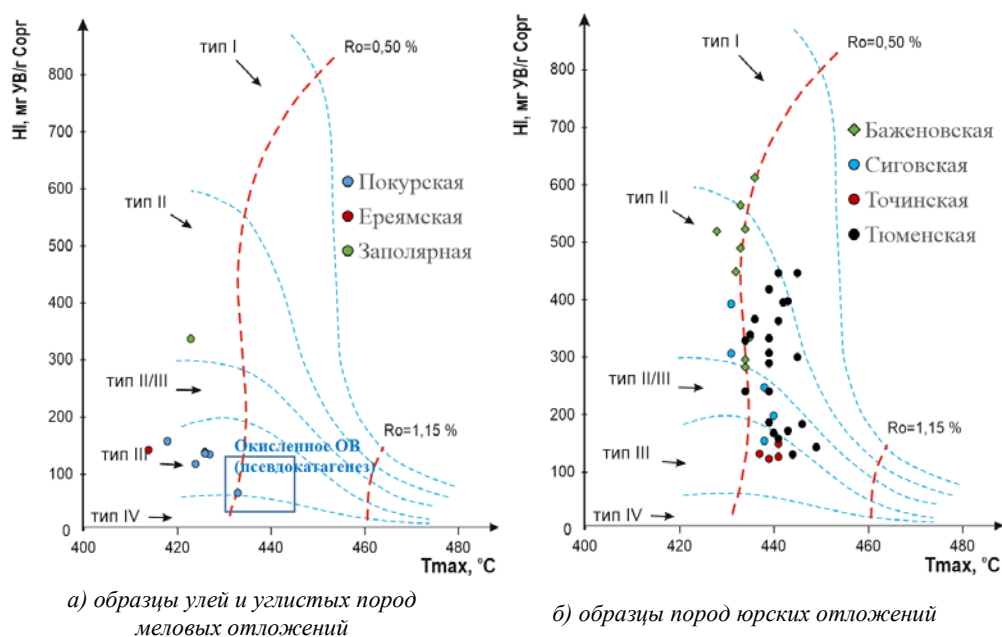


Рис. 7. Диаграмма HI-Tmax для образцов пород юрских и меловых отложений Берегового ЛУ

Для верхне- и среднеюрских отложений значения параметра T_{max} от 428 до 446 $^{\circ}\text{C}$ соответствуют уровню катагенеза на стадии МК₁¹–МК₁² или началу нефтяного окна, для отложений характерны II, II/III и III типы кero-

гена (см. рис. 7). По данным А. Н. Фомина [11], современная катагенетическая зональность указывает, что толщи юрского возраста в районе Берегового месторождения находятся в нефтяном окне — ГЗН ($МК_1^2$ – $МК_3$). Образцы пород из нижнеюрских отложений не отбирались для геохимических исследований ввиду отсутствия кернового материала. Но они могут рассматриваться в качестве потенциальных нефтегазоматеринских толщ, исходя из региональных исследований.

Изотопные исследования газов из пластов $АТ_{7,8}$ показывают, что они были генерированы органическим веществом углей средней и верхней юры. Отбор проб нефтей в интервале пласта $АТ_6^2$ для изотопных исследований не проводился. Однако по данным исследований нефтей одного из пластов группы $ПК_{20}$ (подошвенная часть покурской свиты) Хадырьяхинского ЛУ (34 км юго-восточнее Берегового ЛУ) установлено, что она образована за счет смешения нефтей морского и неморского генезиса разных источников. Предполагается, что нефть пласта $АТ_6^2$ также была сгенерирована органическим веществом разных генетических групп, источником которого могут рассматриваться аргиллиты, угли и аргиллитово-углистые отложения заполярной свиты нижнего мела, баженовской и тюменской свит юрского интервала разреза. Образование скоплений УВ происходило за счет латеральной миграции из близлежащих мегапрогибов с катагенетической зрелостью до градаций АК (сверхзрелое ОВ пород, генерация сухого газа) и вертикальной миграции из юрских отложений, углей и углистых пород мелового возраста. По данным бассейнового моделирования (ООО «ТННЦ»), юрские отложения вступили в ГЗН в период раннего мела, меловые отложения заполярной свиты (валанжинский ярус) — в начале позднего мела. Миграционные потоки УВ в многофазном состоянии двигались от депоцентров генерации к положительным структурам с постепенно обновляемым компонентным составом в сторону упрощения (от первичной нефти и углеводородных газов к сухому газу). Заполнение структур происходило в два этапа. На первом этапе генерировались газы ранней генерации и УВ нефтяного ряда, происходит латеральная и вертикальная миграция УВ, дифференциация залежей с учетом гипсометрических уровней структурного плана и ФЕС интервала резервуара. На втором этапе формируются первичные газоконденсатные смеси. Нефтяные скопления замещаются газоконденсатом и газом преимущественно метанового состава на последнем этапе погружения бассейна [12]. В интервале пластов $АТ_8$ получены притоки газоконденсата с плотностью $\rho_k = 0,721$ – $0,779$ г/см³. Однако в стратиграфическом интервале пласта $АТ_7$ в купольной части месторождения (см. рис. 6, локальное поднятие 1) над залежами пластов $АТ_8$ скопления УВ отсутствуют. Пласт $АТ_7$ (K_p 11–26 %, $K_{пр} = 0,17$ – 205 мД) продуктивен в северо-западной и южной частях Берегового ЛУ. Предположительно, более мористые покрышки пластов $АТ_8$ смогли удерживать залежи в сводовой части структуры 1, которая характеризовалась более интенсивным темпом роста (см. рис. 6). Однако в пласте $АТ_7$ в результате инверсионных процессов произошло снижение экранирующих свойств покрышки в районе структуры 1. УВ поступили в вышележащий пласт $АТ_6^2$ и перераспределились.

В пласте $АТ_6^2$ выявлено три залежи: легкой нефти ($\rho_n = 0,819$ г/см³, $\Gamma\Phi = 15$ м³/м³) и две газоконденсатных в центральной ($\rho_k = 0,749$ г/см³) и южной ($\rho_k = 0,728$ г/см³) частях (см. рис. 6).

При анализе механизмов формирования нефтяных скоплений УВ в арктических регионах Западной Сибири М. А. Лобусев [1] отмечает, что интенсивность обменных процессов в залежах определяется ФЕС интервала резервуара. Чем хуже коллекторские свойства, тем труднее протекают процессы переформирования нефтяных залежей за счет непрерывного поступления газоконденсатных растворов [13]. По данным керновых исследований, интервал пластов AT_8 характеризуется K_p 10–25 %, $K_{пр}$ до 341 мД. Сравнение коллекторских свойств пласта AT_6^2 в залежах с разным насыщением показывает, что там, где коллекторские свойства хуже, локализуются газоконденсатные залежи, где лучше — УВ нефтяного ряда. В районе нефтяной залежи (скв. 2) K_p = 16–23 %, $K_{пр}$ = 1,2–143 мД, в районе газоконденсатных — K_p = 17,5–18,5 %, $K_{пр}$ = 4–7 мД (район скв. 1 и 3).

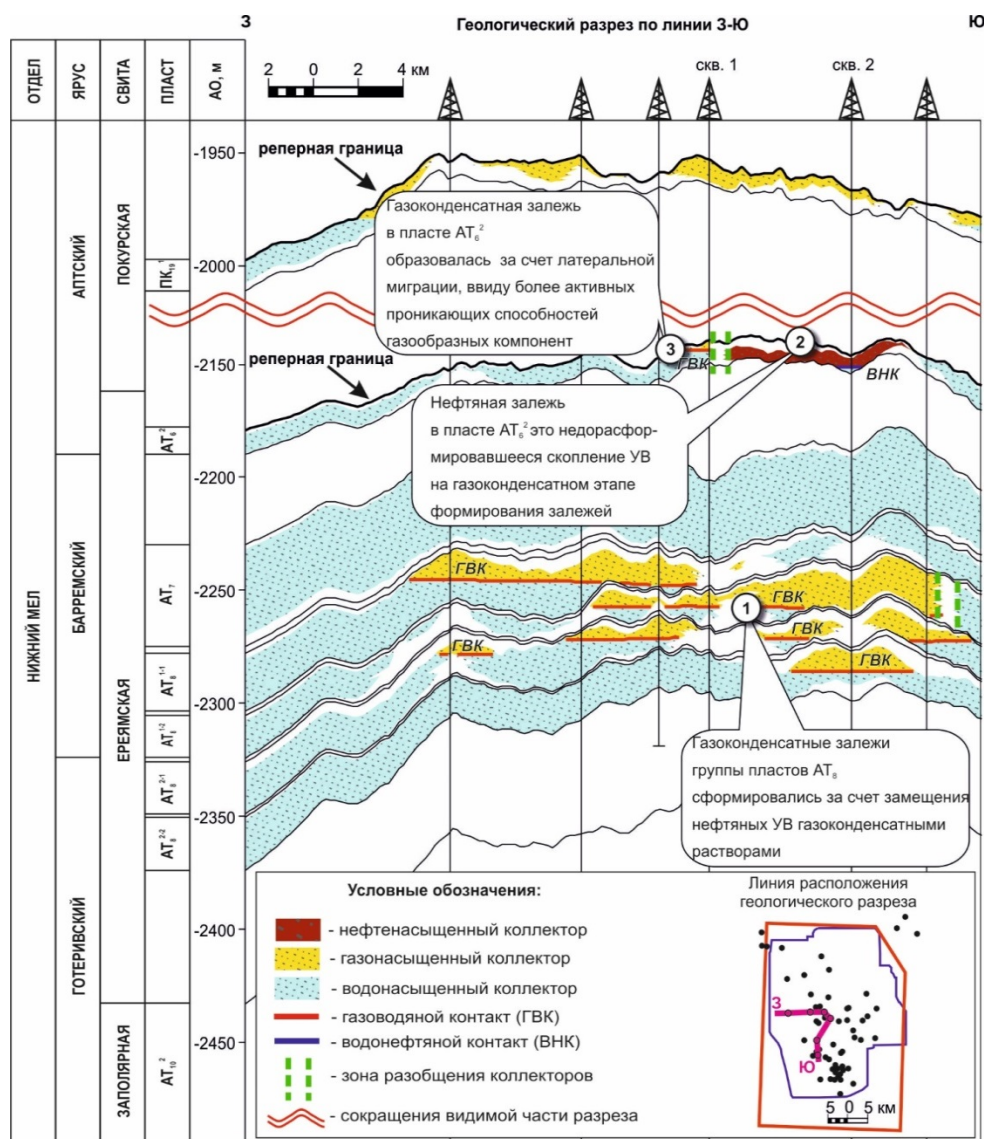


Рис. 8. Геологический разрез по линии запад — юг

За счет одновременной генерации жидких и газообразных УВ разными источниками в интервал пласта поступали флюиды с различными динамическими характеристиками. Распределение флюидов в интервале коллектора определяется в основном гравитационным и гидравлическим факторами, капиллярным давлением [14, 15]. На первых этапах в районе скв. 1 поступления нефти/нефтяных эмульсий в интервал коллектора УВ не смогли преодолеть капиллярные силы за счет энергии гидродинамического напора пластовых вод (перенос капель нефти за счет движения воды) ввиду низких ФЕС в интервале миграции (см. рис. 6). Направления движения нефти были приурочены к наиболее проницаемым зонам, что способствовало образованию залежи в районе скв. 2. Так как газ обладает более высокой подвижностью относительно нефти, образовалась газоконденсатная залежь в районе скв. 1 (рис. 6 и 8). Таким образом, нефтяная залежь в интервале пласта АТ₆² рассматривается как недорасформировавшееся скопление в процессе активных вертикальных процессов миграции газоконденсатной смеси (см. рис. 8).

Выводы

1. По результатам новых геолого-геофизических данных создана новая геологическая модель пластов группы АТ₆₋₈ ереямской свиты нижнего мела (готерив-апт) Берегового месторождения. Корреляция разрезов группы АТ₆₋₈ выполнена с учетом формирования пластов в субконтинентальных обстановках осадконакопления. Выделено несколько циклов проградации дельты.

2. Формирование зон разобщения обусловлено разными источниками сноса. В результате смещения различного литологического состава переносимых осадков образовывались зоны с пониженным коэффициентом песчаности.

3. По данным геохимических исследований, в качестве нефтегазоматеринских толщ на Береговом ЛУ можно рассматривать аргиллиты, угли и аргиллито-углистые отложения заполярной свиты нижнего мела, баженновской и тюменской свит юрского интервала разреза. Нижнеюрские отложения могут рассматриваться в качестве потенциальных нефтегазоматеринских толщ, исходя из региональных исследований.

4. Дифференциация фазового состава в интервале пластов АТ₆₋₈ обусловлена различной этапностью формирования скоплений УВ. На первом этапе образовывались газы ранней генерации и УВ нефтяного ряда. На втором этапе за счет процессов миграции нефтяные скопления замещаются газоконденсатом и затем газом преимущественно метанового состава. В результате в интервале пластов АТ₈ образовались газоконденсатные залежи, а в АТ₆² недорасформировавшаяся нефтяная залежь ввиду более низких ФЕС относительно нижней части разреза. Образование газоконденсатной залежи происходило за счет латеральной миграции, ввиду более активных проникающих способностей газообразных компонент (им легче насытить поровое пространство, чем УВ нефтяного ряда). Отсутствие залежи в интервале пласта АТ₇ в районе локального поднятия 1 обусловлено снижением экранирующих свойств покрывки.

Список источников

1. Лобусев, М. А. Концепция формирования Арктической газоносной провинции Западной Сибири : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Лобусев Михаил Александрович ; Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина. – Москва, 2020. – 277 с. – Текст : непосредственный.
2. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А. Э. Конторович, С. В. Ершов, В. А. Казаненков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5–6. – С. 745–776.
3. Рыкус, М. В. Литолого-фациальные особенности нефтегазоносных комплексов Пурского района Западной Сибири / М. В. Рыкус. – DOI 10.17122/ngdelo-2019-2-14-26. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 2. – С. 14–26.
4. Nichols, G. Sedimentology and Stratigraphy / G. Nichols. – 2nd edition. – New Jersey (USA) : Wiley-Blackwell, 2009. – 432 p. – Direct text.
5. Зундэ, Д. А. Разработка методики дифференциации континентальных отложений с использованием сиквенс-стратиграфической модели на примере пластов покурской свиты месторождений Западной Сибири : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Зундэ Дмитрий Алексеевич ; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень, 2016. – 152 с. – Текст : непосредственный.
6. Рединг, Х. Г. Обстановки осадконакопления и фации : в 2 т. / Х. Г. Рединг, Дж. Д. Коллинсон, Ф. А. Аллен [и др.]; перевод с английского И. С. Барсукова [и др.], под редакцией П. П. Тимофеева. – Москва : Мир, 1990. – Т. 1. – 352 с. – Перевод изд.: Sedimentary environments and facies / H. D. Reading, J. D. Collinson, P. A. Allen et al. New York, 1978. – Текст : непосредственный.
7. Марковский, Н. И. Палеогеографические основы поисков нефти и газа / Н. И. Марковский. – Москва : Недра, 1973. – 304 с. – Текст : непосредственный.
8. Космачева, М. С. Особенности разработки месторождений, осложненных тектоническими нарушениями / М. С. Космачева, И. М. Индрунский. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 7 (60). – С. 52–57.
9. Страхов, Н. М. Основы теории литогенеза / Н. М. Страхов ; Академия наук СССР. – Москва : Изд-во Академии наук СССР, 1960. – Т. 1 – 231 с. – Текст : непосредственный.
10. Allen, J. R. L. Studies in fluvial sedimentation : an exploratory quantitative model for the architecture of avulsion-controlled alluvial suites / J. R. L. Allen. – DOI 10.1016/0037-0738(78)90002-7. – Direct text // Sedimentary Geology. – 1978. – Vol. 21, Issue 2. – P. 129–147.
11. Фомин, А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских (юра, триас) и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна : специальность 25.00.09 «Геохимия, геохимические методы поисков полезных ископаемых» : диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-химических наук / Фомин Александр Николаевич. – Новосибирск, 2011. – 351 с.
12. Формирование газоконденсатных залежей среднего Каспия / Н. В. Дорофеев, А. В. Бочкарев, С. Б. Остроухов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 9. – С. 4–13.

13. Кузнецова, Я. В. Методика моделирования нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами, на примере верхнеюрских отложений Западной Сибири / Я. В. Кузнецова. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 5. – С. 10–14.
14. Жильцова, А. А. Миграция углеводородных флюидов и геохимический метод индикации залежей / А. А. Жильцова, В. И. Исаев, Ю. В. Коржов. – Текст : непосредственный // Региональные проблемы. – 2010. – Т. 13, № 1. – С. 11–17.
15. Коржов, Ю. В. Проблемы нефтепоисковой геохимии и обобщающая схема миграции углеводородных флюидов / Ю. В. Коржов, В. И. Исаев, А. А. Жильцова. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 318, № 1. – С. 116–122.

References

1. Lobusev, M. A. (2020). Kontseptsiya formirovaniya Arkticheskoy gazonosnoy provintsii Zapadnoy Sibiri. Diss. ... dokt. geol.-mineral. nauk, Moscow, 277 p. (In Russian).
2. Kontorovich, A. E., Ershov, S. V., Kazanenkov, V. A., Karogodin, Yu. N., Kontorovich, V. A., Lebedeva, N. K.,... Shurygin, B. N. (2014). Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. Russian Geology and Geophysics, 55(5-6), pp. 582-609. (In Russian).
3. Rykus, M. V. (2019). Lithofacies peculiarities of oil and gas-containing complexes of the Porsk region of Western Siberia. Petroleum Engineering, 17(2), pp. 14-26. (In Russian). DOI: 10.17122/ngdelo-2019-2-14-26
4. Nichols, G. (2009). Sedimentology and Stratigraphy. 2nd edition. New Jersey, USA, Wiley-Blackwell, 432 p. (In English).
5. Zunde, D. A. (2016). Razrabotka metodiki differentsiatsii kontinental'nykh otlozheniy s ispol'zovaniem sikvens-stratigraficheskoy modeli na primere plastov pokurskoy svity mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk, Tyumen, 152 p. (In Russian).
6. Reding, H. G., Collinson, J. D., Allen, F. A., Elliott, T., Schreiber, B. Sh., Johnson, G. D.,... Mitchell, A. H. G. (1978). Sedimentary environments and facies. New York, Elsevier, 1978. (In English).
7. Markovsky, N. I. (1973). Paleogeograficheskie osnovy poiskov nefi i gaza. Moscow, Nedra Publ., 304 p. (In Russian).
8. Kosmacheva, M. S., & Indrupskiy, I. M. (2017). Development specifics of fields complicated by tectonic faults. Exposition Oil & Gas, (7(60)), pp. 52-57. (In Russian).
9. Strakhov, N. M. (1960). Osnovy teorii litogeneza. Tom 1. Moscow, Academy of Sciences of the USSR Publ., 231 p. (In Russian).
10. Allen, J. R. L. (1978). Studies in fluvial sedimentation: an exploratory quantitative model for the architecture of avulsion-controlled alluvial suites. Sedimentary Geology, 21(2), pp. 129-147. (In English). DOI: 10.1016/0037-0738(78)90002-7
11. Fomin, A. N. (2011). Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonost' mezozoyskikh (yura, trias) i paleozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyana. Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Novosibirsk, 351 p. (In Russian).

12. Dorofeev, N. V., Bochkarev, A. V., Ostroukhov, S. B., Taldykin, S. A., & Kulagin, A. A. (2014). Generation of gas-condensate deposits of the mid-Caspian. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (9), pp. 4-13. (In Russian).
13. Kuznetsova, Ya. V. (2014). Some method of oil-saturation modeling of reservoirs located under oil source rocks with the example of the upper Jurassic formations of the Western Siberia. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (5), pp. 10-14. (In Russian).
14. Zhiltsova, A. A., Isaev, V. I., & Korzhov, Yu. V. (2010). Migration of hydrocarbonic fluids and geochemical method of deposits indication, *Regional problems*, 13(1), pp. 11-17. (In Russian).
15. Korzhov, Yu. V., Isaev, V. I., & Zhiltsova, A. A. (2011). Problemy neftepoiskovoy geokhimii i obobshchayushchaya skhema migratsii uglevodorodnykh flyuidov, *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 318(1), pp. 116-122. (In Russian).

Информация об авторах

Полищук Анастасия Валерьевна, заведующий сектором управления ГРП Западной Сибирь, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, avpolischuk@tnnc.rosneft.ru

Сидоров Артур Евгеньевич, заведующий сектором управления ГРП Западной Сибирь, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Нассонова Наталья Валентиновна, кандидат геолого-минералогических наук, старший эксперт экспертно-аналитического управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Фищенко Анжелика Николаевна, и. о. заместителя генерального директора по региональной геологии и ГРП, начальник управления ГРП Западной Сибирь, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Дорохов Антон Романович, начальник отдела ГРП, ресурсной базы и лицензирования, АО «Сибнефтегаз», г. Новый Уренгой

Гильмутдинов Айдар Эдуардович, главный специалист отдела повышения производительности резервуаров и геолого-технических мероприятий, АО «Сибнефтегаз», г. Новый Уренгой

Information about the authors

Anastasiya V. Polishchuk, Head of Geological Exploration Team, West Siberia Exploration Division, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, avpolischuk@tnnc.rosneft.ru

Arthur E. Sidorov, Head of Geological Exploration Team, West Siberia Exploration Division, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Natalia V. Nassonova, Candidate of Geology and Mineralogy, Chief Expert, Expert and Analytical Division, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Angelica N. Fishchenko, Acting Deputy General Director for Regional Geology and Exploration, Head of West Siberia Exploration Division, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Anton R. Dorokhov, Head of Geological Exploration Department, Sibneftegaz JSC, Novy Urengoy

Aydar E. Gilmutdinov, Chief Specialist, Geological and Technical Works Department, Sibneftegaz JSC, Novy Urengoy

Статья поступила в редакцию 29.04.2022; одобрена после рецензирования 16.05.2022; принята к публикации 20.05.2022.

The article was submitted 29.04.2022; approved after reviewing 16.05.2022; accepted for publication 20.05.2022.