

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 552.12:550.83(571.1)

Перспективы юрского продуктивного комплекса Гыданской нефтегазоносной области по данным лабораторных исследований Гыданской скважины 130

Т.В. Павленко

Камский научно-исследовательский институт комплексных исследований глубоких и сверхглубоких скважин, 614016, Пермь, ул. Краснофлотская, 15
E-mail: mois_tan@mail.ru

(Статья поступила в редакцию 19 апреля 2017г.)

Перспективы юрского комплекса Гыданской нефтегазоносной области оцениваются геологами неоднозначно. Поэтому выделение зон развития перспективных резервуаров нефти и газа весьма актуально. В статье представлены результаты изучения юрских отложений в разрезе Гыданской скважины 130, выделены коллекторские толщи и флюидоупоры, дана их комплексная литолого-петрофизическая характеристика с учетом геохимических исследований пластовых флюидов.

Ключевые слова: *юрский комплекс, коллектор, флюидоупор, песчаник, алевролит, аргиллит.*

DOI: 10.17072/psu.geol.17.2.177

Гыданская нефтегазоносная область – самая северная и труднодоступная область суши Западной Сибири. Освоение углеводородного потенциала области происходило замедленными темпами и ограниченными объемами геологоразведочных работ. В связи с этим накоплен сравнительно небольшой объем геолого-геофизической, геохимической и другой информации о геологическом строении и нефтегазоносности недр этой области (Скоробогатов, Строганов, 2006).

В настоящее время в пределах Гыданского полуострова открыто 12 месторождений углеводородного сырья. Основные запасы газа сосредоточены в кровле таноппинской свиты аптского возраста. Вторым по значимости и совокупным запасам является неокомский комплекс.

Одним из объектов поисково-разведочных работ на нефть и газ в Гыданской нефтегазоносной области является юрский комплекс, с которым связано еще много вопросов в первую очередь с прогнозом полноты его разреза, области распространения коллекторских горизонтов, определением свойств резервуара.

Поэтому необходимо изучение особенностей размещения пород-коллекторов, полупокрышек (слабопроницаемых прослоев) и флюидоупоров в общей толще юрского продуктивного комплекса.

Общие сведения о геологическом строении и нефтегазоносности района

Гыданская скважина 130 расположена в Тазовском районе Ямало-Ненецкого ав-

тономного округа Тюменской области. В тектоническом отношении она расположена на севере Западно-Сибирской плиты в пределах Гыданского свода восточной части Ямало-Гыданской синеклизы. По нефтегазогеологическому районированию изучаемая территория относится к Гыданскому нефтегазоносному району (НГР), Гыданской нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НПП). Осадочный разрез, вскрытый скважиной, представлен терригенными отложениями от нижнеюрского до четвертичного возраста.

Согласно проекту, на строительство скважины, основные перспективы нефтегазоносности связываются с аптским комплексом отложений, второй по значимости доминант-комплекс – неокомский. Перспективы юрского комплекса отложений из-за малой изученности в пределах Гыданского полуострова спорны.

Петрофизическая характеристика юрского продуктивного комплекса

Юрский комплекс связан с нефтегазоносностью ниже-среднеюрских и верхнеюрских отложений, существенно отличающихся друг от друга по характеру нефтегазоносности (Курасов, 2015).

Стратиграфически *нижнесреднеюрский комплекс* охватывает отложения зимней, левинской, шараповской, китербютской, надояхской, лайдинской, вымской, леонтьевской и малышевской свит. Осадочные образования юры Гыданского полуострова формировались в морском бассейне и представлены четко чередующимися крупными толщами преимущественно песчано-алевритовых и глинистых образований.

В пределах Гыданского полуострова крупная залежь углеводородного сырья открыта на Геофизическом месторождении в отложениях малышевской свиты. Эффективная газонасыщенная толщина коллекторов составляет 6,0 м, среднее значение открытой пористости – 18 %. В результате опробования пласта Ю₂ получен фонтан газа дебитом 68,0 тыс. м³/сут.

Перспективы нефтегазоносности ниже-среднеюрского комплекса также подтверждены на сопредельных Гыданскому полуострову территориях, где при вскрытии отложений получены промышленные притоки нефти и газоконденсата на Бованенковском, Малоямальском, Новопортовском, Уренгойском, Юбилейном, Ямбургском и других месторождениях.

Пласты группы Ю (Ю₂, Ю₃, Ю₆, Ю₇, Ю₁₀, Ю₁₂) на Бованенковском месторождении представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Коллекторами являются песчаники и алевролиты, среднее значение открытой пористости – 14...15 %. Дебиты газа изменяются от 42 тыс. м³/сут на штуцере 10,0 мм до 222 тыс. м³/сут на штуцере 8,0 мм.

Среднеюрские отложения Малоямальского месторождения (пласты Ю₂₋₃ и Ю₄) представлены алевролитово-глинистыми разностями с прослоями песчаных пластов, среднее значение открытой пористости – 18 %. Дебиты газа изменяются от 14 тыс. м³/сут на штуцере 5,4 мм (пласт Ю₂₋₃) до 164 тыс. м³/сут на штуцере 14,5 мм (пласт Ю₄), дебиты конденсата – от 3 м³/сут на штуцере 10,0 мм до 19 м³/сут на штуцере 8,0 мм.

Среднее значение открытой пористости в пластах группы Ю (Ю₂₋₃, Ю₁₂) Новопортовского месторождения равно 18 %, проницаемости – $24 \cdot 10^{-15}$ м². Дебиты нефти изменяются от 0,76 м³/сут при динамическом уровне 1270 м до 288 м³/сут на штуцере 6 мм, газа сепарации – от 2,4 тыс. м³/сут на штуцере 4 мм до 175,53 тыс. м³/сут на штуцере 10 мм, стабильного конденсата – от 0,17 м³/сут на штуцере 8 мм до 38,18 м³/сут на штуцере 8 мм (Скоробогатов, Строганов, 2006).

Нижне-среднеюрский продуктивный комплекс в разрезе скважины Гыданская 130

Отложения малышевской свиты (интервал 3763,08...3839,60 м) контролируются гольчихинским региональным флюидопором (рис.1). В толще свиты выделяются пласты ЮЯ₂, ЮЯ₃, ЮЯ₄. Пласты-

коллекторы чередуются с пластами с пониженными коллекторскими свойствами, выделяемыми как флюидоупоры (Добрынин и др., 1991; Дортман, 1992).

Пласт ЮЯ₂ (интервал 3763,08 ... 3789,86 м) сложен переслаиванием песчаников полевошпатово-кварцевых, участками карбонатизированных, алевропесчаников, алевролитов и аргиллитов.

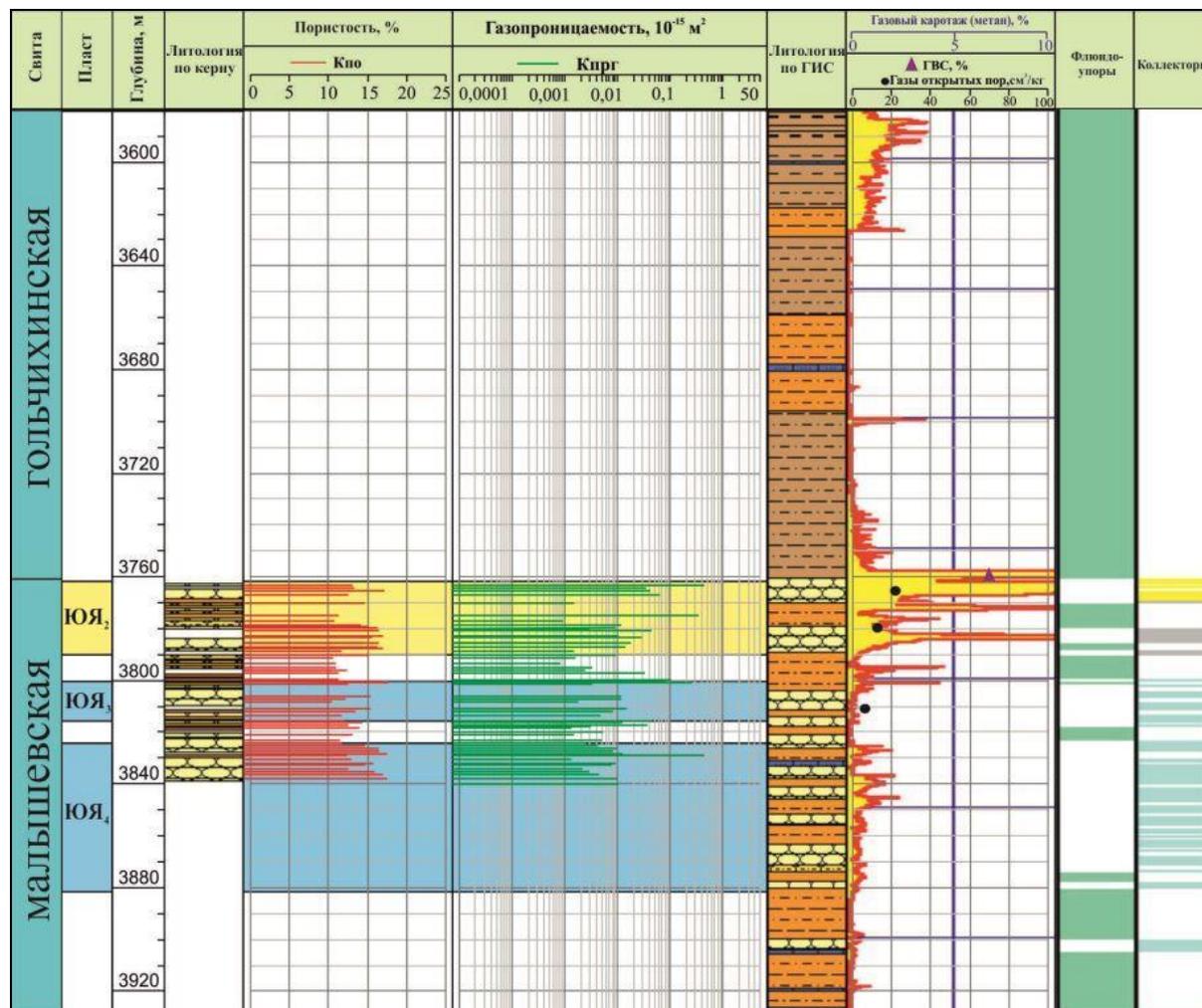


Рис. 1. Сводный разрез гольчихинской и малышевской свит в разрезе Гыданской скважины

Песчаники, алевропесчаники и алевролиты характеризуются средними коллекторскими свойствами. Открытая пористость варьирует от 2,3 до 17,1 % (среднее значение 8,3 %), эффективная пористость изменяется от 0 до 10,7 % (среднее значение 3,9 %), газопроводимость – 0,014 ... 0,588·10⁻¹⁵ м². Аргиллиты и их переслаивание с алевролитами обладают низкими коллекторскими свойствами. Увеличение фильтрационных характеристик в породах данной литологии обусловлено развитием трещиноватости. В целом пласт по лабораторному изучению не может быть отне-

сен к хорошему коллектору (Дортман, 1992; Кобранова, 1986). Однако такие фильтрационно-емкостные параметры для газонасыщенных коллекторов допустимы, что и подтверждается данными геофизических исследований скважин (ГИС) (Леворсен, 1970; Хант, 1982).

Пласт ЮЯ₂ интерпретируется как газонасыщенный коллектор. Проба газовоздушной смеси (ГВС) с глубины 3761,6 м оказалась аномально обогащенной метаном (62,5 %). Гомологов существенно меньше. Появление в буровом растворе метанового газа в таких концентрациях

наводит на предположение о поступлении его из источника. По результатам изучения проб газов открытых пор были получены высокие значения содержания углеводородных газов (11,81...21,19 см³/кг). По результатам интерпретации объект был рекомендован для опробования с целью получения притока углеводородов (УВ), а также для уточнения характера насыщения пород в нижней части пласта (интервал 3780,4...3791,2 м).

Пласт-коллектор ЮЯ₃ (интервал 3801,38...3813,42 м) в основном представлен мелкозернистыми полевошпатово-кварцевыми песчаниками, переслаивающимися с песчанистыми алевролитами, реже с аргиллитами. Открытая пористость варьирует от 10,3 до 17,5 % (среднее значение равно 13,7 %), эффективная – от 2,1 до 13,1 % (среднее значение 5,1 %), газопроницаемость изменяется от 0,017 до 2,43·10⁻¹⁵ м² при среднегеометрическом значении 0,14·10⁻¹⁵ м²). Породы в основном полупроницаемые, реже практически непроницаемые. В целом пласт является коллектором. По результатам изучения проб газов открытых пор были получены повышенные значения содержания углеводородных газов (5,49 см³/кг). По результатам интерпретации ГИС пласт преимущественно водонасыщенный. Для уточнения характера насыщения интервал 3806,0...3812,4 м рекомендован для испытаний.

Пласт ЮЯ₄ (интервал 3823,83 – 3839,60 м) сложен полевошпатово-кварцевыми песчаниками, участками карбонатизированными, с редкими прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчано-алевритовые породы характеризуются средними коллекторскими свойствами. Открытая пористость варьирует от 11,6 до 17,4 % (среднее значение 13,0 %), эффективная изменяется от 0,4 до 4,3 % (среднее значение 2 %), газопроницаемость – 0,013...4,27·10⁻¹⁵ м² при среднегеометрическом значении 0,068·10⁻¹⁵ м². В целом пласт не является коллектором из-за пониженных фильтрационных параметров.

По данным ГИС интерпретируется как водонасыщенный коллектор.

Отложения леонтьевской свиты (интервал 3975,65...4034,50 м) являются флюидоупором для вымской коллекторской толщи (рис. 2). Экранирующий комплекс представлен тонкоотмученными аргиллитами, реже алевритистыми аргиллитами. Породы свиты являются средне- и пониженно-пористыми. Плотные нетрещиноватые аргиллиты практически непроницаемы и характеризуются среднегеометрическим значением газопроницаемости, равным 0,0051·10⁻¹⁵ м². Большинство глинистых образований обладают весьма высокой экранирующей способностью (от 8,77 МПа до бесконечности) (Кобранова, 1986). С учетом большой мощности свиты (154 м) и хороших экранирующих способностей пород леонтьевский флюидоупор может рассматриваться как надежная крышка для нижележащего вымского коллектора. По данным ГИС в разрезе свиты пласты-коллекторы отсутствуют.

Вымская толща (интервал 4107,30...4182,71 м) представлена неравномерным переслаиванием полевошпатово-кварцевых песчаников, алевролитов, тонкоотмученных алевритистых аргиллитов. В верхней части представленного керном разреза свиты изучена нижняя часть пласта ЮЯ₇ (интервал 4107,30...4118,87 м). Открытая пористость пород колеблется от 3,5 до 15,8 % (среднее значение 7,7%), эффективная – от 0 до 3,9 (среднее значение 1,1 %), остаточная водонасыщенность в среднем равна 88,2 %, а газопроницаемость – от 0,021 до 6,3·10⁻¹⁵ м². Незначительное повышение фильтрационно-емкостных параметров зафиксировано у разнотонного неравномерно глинистого алевролита на глубине 4108,19 м. Пористость образца достигает 11,1 %, а газопроницаемость – 6,36·10⁻¹⁵ м². В целом пласт по данным лабораторного исследования не является коллектором, лишь единичные прослои относятся к полукolleкторам. По данным интерпретации ГИС характер насыщения

пласта ЮЯ₇ неясный, интервал 4095,4 ... 4100,8 м был рекомендован для уточнения характера насыщения. По данным газового каротажа отмечается незначительное увеличение содержания метана

(до 1,8 % при фоне 0,3 %). В данном интервале керн изучен не был. По данным исследования ГВС с глубины 4082,7 м отмечается высокое значение метана (до 31,8 %).

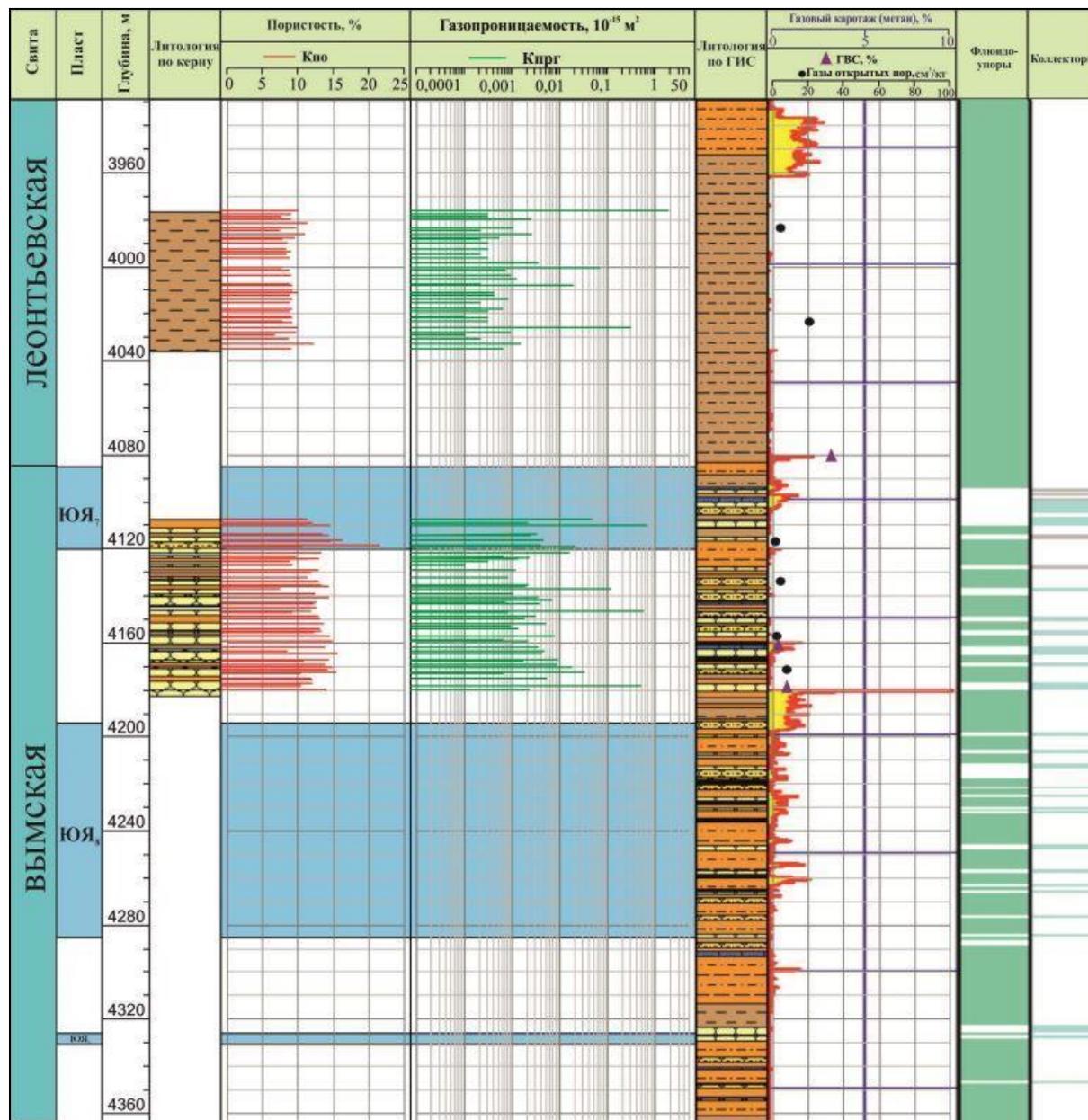


Рис. 2. Сводный разрез леонтьевской и вымской свит в разрезе Гыданской скважины

В пластах ЮЯ₈ и ЮЯ₉ керн также не был изучен, по данным ГИС они интерпретируются как водонасыщенные коллекторы.

Отложения лайдинской свиты, являющиеся покрывкой для нижележащих отложений надояхской свиты, керном не представлены. Надояхская толща (интер-

вал 4483,27 ... 4522,53 м) сложена полевошпатово-кварцевыми мелкозернистыми песчаниками с редкими прослоями глинистого алевролита и аргиллита (рис. 3). Породы свиты пониженно- и среднепористые: пористость пород колеблется от 3,1 до 12,9 % (среднее значение 8 %), эффективная пористость изменяется от 0 до

5,3 % (среднее значение 0,6 %). По величине газопроницаемости отложения вмещающего комплекса преимущественно практически непроницаемые, их газопроницаемость варьирует от $0,004$ до $6,39 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ при среднегеометрическом значении, равном $0,063 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Повышенные значения характерны для терригенных образований с прослоями аргиллитов. Рост

величины газопроницаемости в таких породах обусловлен развитием в них трещин, простирающихся в направлении слоистости пород. В пределах надояхской свиты, изученной керном, продуктивных пластов не выделено. По данным ГИС в интервале 4465,0–4479,0 выделяется пласт ЮЯ₁₀, определяемый как водонасыщенный, не представленный керном.

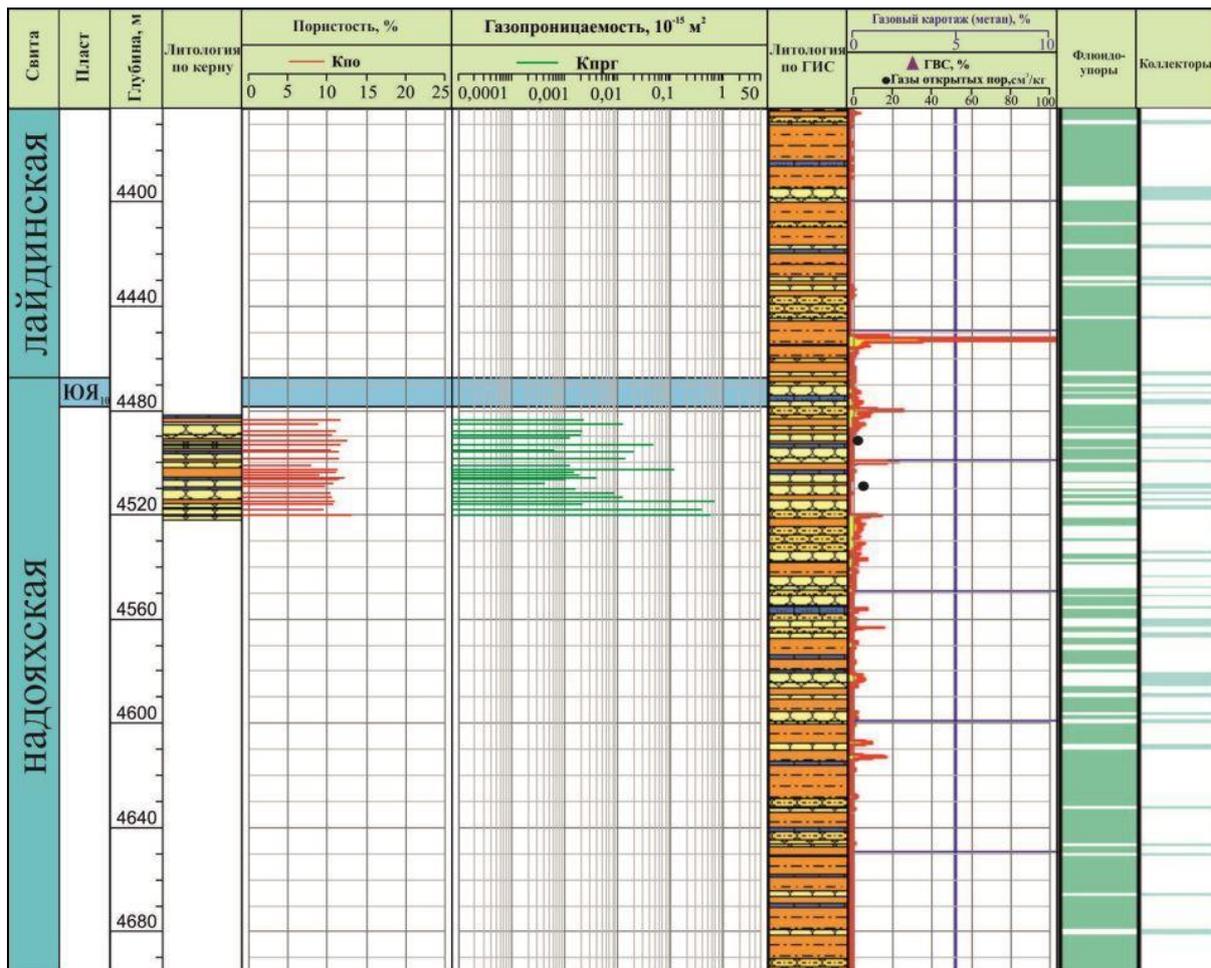


Рис. 3. Сводный разрез лайдинской и надояхской свит в разрезе Гыданской скважины

Отложения китербютской свиты керном не представлены. По данным ГИС в разрезе свиты преобладают глинистые породы, в толще свиты отмечаются небольшие прослои, выделяемые как водонасыщенные коллекторы.

Шараповская толща (интервале 4483,27–4522,53 м) сложена аргиллитами, часто переслаивающимися с глинистыми алевролитами. Породы свиты пониженнопористые: пористость пород колеблется

от 3,4 до 11,6 % при среднем значении 5,8 %, эффективная пористость в породах отсутствует, при этом величина остаточной водонасыщенности близка к 100 %. По величине газопроницаемости породы комплекса практически непроницаемые, их газопроницаемость варьирует от $0,001$ до $0,043 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Толща из-за низких фильтрационно-емкостных параметров не может быть отнесена к коллектору, продуктивных пластов в изученном интервале

ле также не выделяется. По ГИС в интервале 4756,0...4776,0 м залегает пласт ЮЯ₁₁, он интерпретируется как водонасыщенный коллектор (рис. 4).

Левинская экранирующая толща (интервал 4928,76 ... 4939,01 м), состоящая из переслаивания аргиллитов и глинистых алевролитов, контролирует зимний коллектор.

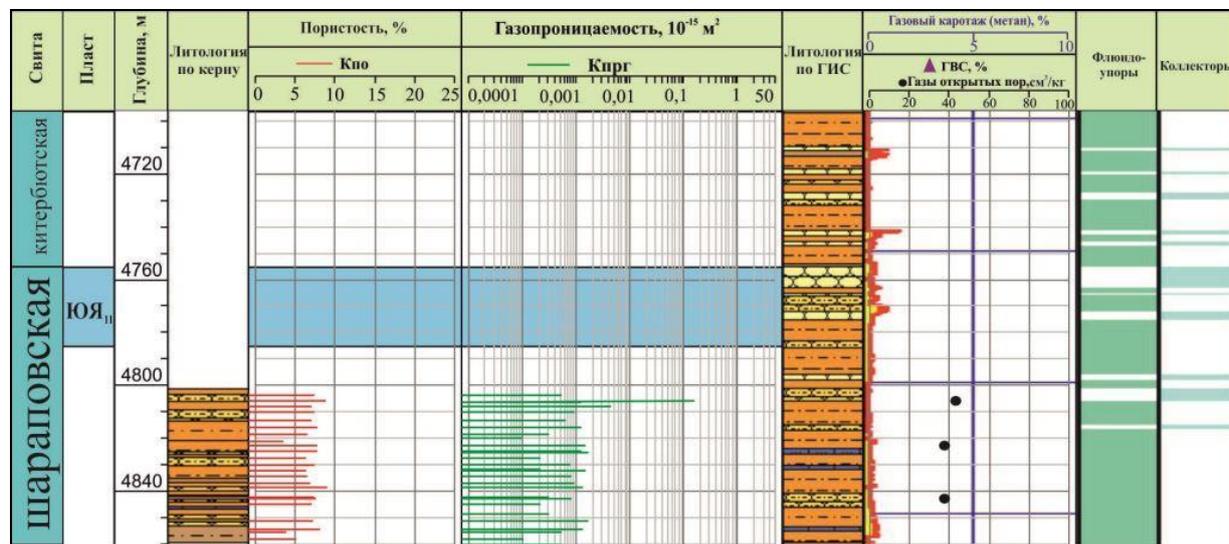


Рис. 4. Сводный разрез китебютской и шараповской свит в разрезе Гыданской скважины

Толща характеризуется низкой открытой пористостью с интервалом значений 3,0...9,0 % (среднее значение 5,1 %), эффективная пористость отсутствует, остаточная водонасыщенность 100 %. Фильтрационные свойства значительно варьируют (0,032 ... 13,6·10⁻¹⁵ м²). Повышенные значения объясняются трещиноватостью пород, которая в свою очередь снижает экранирующие способности флюидоупора. В толще свиты выделяется пласт ЮЯ₁₂ (интервал 4930,38 ... 4935,64 м), сложенный алевролитами с редкими прослоями аргиллитов. Вмещающий пласт характеризуется низкими и пониженными коллекторскими свойствами (среднее значение открытой пористости 4,6 %), как и весь разрез свиты. По результатам изучения проб газов открытых пор были получены аномально высокие значения содержания углеводородных газов (82,08 см³/кг). Однако по результатам интерпретации ГИС пласт преимущественно водонасыщенный, поэтому рекомендовано опробование с целью изучения характера насыщения (рис. 5).

Зимняя вмещающая толща (интервал 4970,59 ... 4997,78 м) представлена неравномерным переслаиванием мелкозернистых песчаников, алевропесчаников и алевролитов. Представленный керном разрез свиты сложен породами пласта ЮЯ₁₃. Породы пласта пониженно-пористые, открытая пористость составляет 2,9 ... 11,7 % (среднее значение 6,5 %), эффективная пористость лишь в некоторых образцах достигает 1 % при значениях остаточной водонасыщенности, стремящихся к 100 %. Породы практически непроницаемые (газопроводимость от 0,001 до 0,205·10⁻¹⁵ м²). Изученный пласт из-за низких фильтрационно-емкостных параметров не является коллектором. По данным ГИС предположительно водонасыщенный.

Также по данным ГИС в разрезе свиты выделяются продуктивные пласты ЮЯ₁₄ и ЮЯ₁₅, предположительно водонасыщенные, керном не представленные. Пласты-коллекторы сложены чередованием алевролитов, алевропесчаников и песчаников. Пласты ЮЯ₁₃, ЮЯ₁₄ и ЮЯ₁₅ рекомендованы на испытания с целью уточ-

нения характера насыщения. По данным исследования ГВС из пласта ЮЯ₁₄ (интервал 5056,0 ... 5115,0 м) отмечается незначительное присутствие углеводородных компонентов (4,7 ... 8,4 %).

Таким образом, в разрезе Гыданской скважины в ниже-среднеюрском комплексе наиболее перспективен пласт ЮЯ₂. Именно он рекомендован для дальнейшего опробования с целью получения притока углеводородных газов.

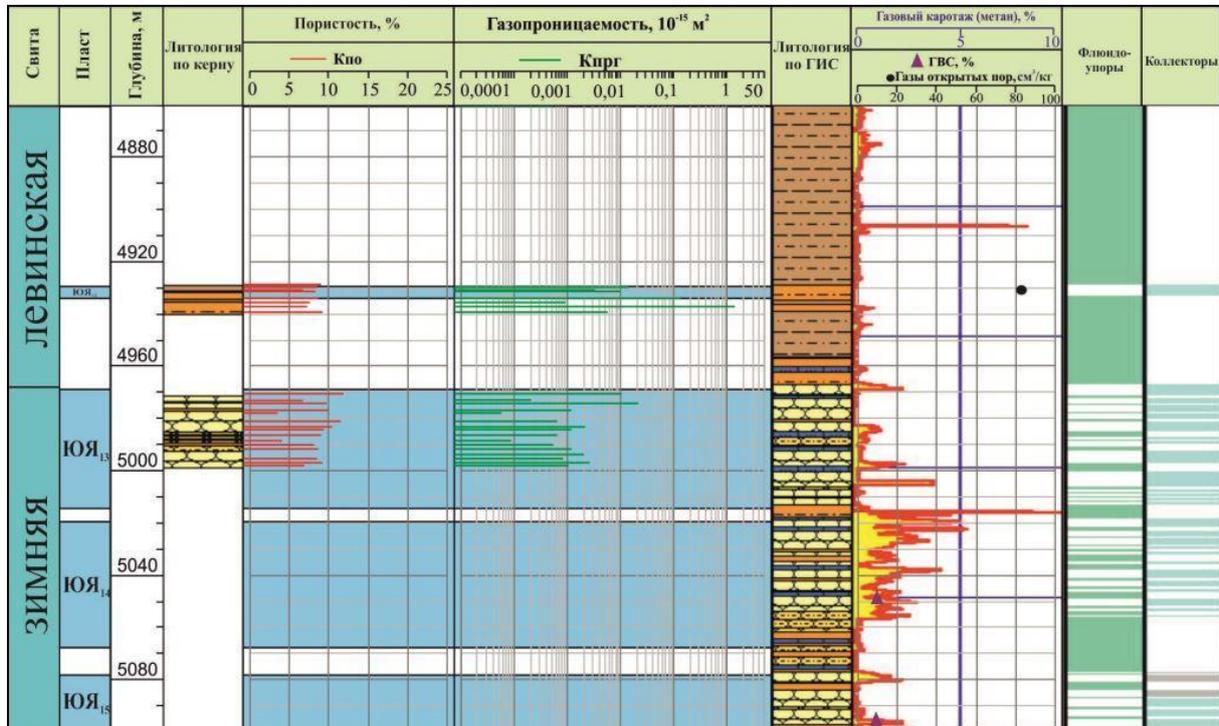


Рис. 5. Сводный разрез левинской и зимней свит в разрезе Гыданской скважины

Подтверждение нефтегазоносности ниже-среднеюрского комплекса на месторождениях в северной части Западно-Сибирской НГП свидетельствует о высокой региональной перспективности ниже-среднеюрского НГК в целом, что в свою очередь подтверждается наличием газонасыщенного коллектора в разрезе скважины Гыданская 130. Таким образом, ниже-среднеюрский комплекс можно считать перспективным.

Верхнеюрский НГК выделяется в объеме гольчихинской свиты. Верхнеюрские отложения вскрыты на Тота-Яхинском, Штурмовом и Утреннем месторождениях. Разрезы представлены глинистыми осадками, выявление промышленных залежей углеводородов в их составе маловероятно.

В разрезе Гыданской скважины 130 верхнеюрский продуктивный комплекс керном не представлен. Свита по резуль-

татам интерпретации ГИС сложена глинистыми породами. Пласты-коллекторы отсутствуют. В составе гольчихинской свиты в интервале 3582 ... 3619 м выделен баженовский горизонт, являющийся региональной нефтематеринской свитой с высоким остаточным генерационным потенциалом ($S_2 = 39,7–61,8$ мг/г). (Леворсен, 1970; Хант, 1982) Нижезалегающие породы гольчихинской свиты характеризуются преимущественно бедным остаточным генерационным потенциалом.

Таким образом, промышленные скопления в основном не ожидаются, поэтому верхнеюрский комплекс малоперспективен.

Заключение

Нефтегазоносные комплексы рассматриваются как природные системы,

обладающие различными способностями прежде всего аккумулировать углеводороды, а иногда и генерировать их. Комплексы состоят из главных элементов: порода-коллектор, слагающая природный резервуар, порода-флюидоупор и (не всегда) нефтегазо-материнская порода.

Комплексы, обладая определенными индивидуальными чертами, тем не менее взаимодействуют и оказывают сильное влияние друг на друга, т. к. они являются частями единого бассейна (Баженова, Бурлин, 2000).

В данной работе представлены общие сведения о геологическом строении и нефтегазоносности района Гыданской скважины 130, рассмотрен юрский продуктивный комплекс в разрезе скважины и дана его комплексная характеристика по данным петрофизических исследований с учетом материалов интерпретации ГИС и результатов исследования газоздушных смесей. В итоге выбран наиболее перспективный пласт для опробования с целью дальнейшего поиска промышленных скоплений УВ.

В ходе выполнения работы были получены следующие геологические результаты:

1. Юрский продуктивный комплекс представлен чередующимися толщами песчано-алевритовых и глинистых образований. Фильтрационно-емкостные параметры коллекторских пластов значительно варьируют. Большинство выделяемых пластов не обладают высокими коллекторскими свойствами. Только ряд пластов выделяется в качестве хорошего коллектора. Экранирующие свойства региональных покрышек оцениваются как достаточно надежные для улавливания и сохранения флюидов.

2. Юрский продуктивный комплекс в целом перспективен для поисков промышленных скоплений УВ. Наиболее перспективна малышевская свита нижне-среднеюрского подкомплекса (пласты ЮЯ₂, ЮЯ₃). Пласт ЮЯ₂ рекомендован для

испытания с целью получения притоков УВ. Также рекомендованы к опробованию для уточнения характера насыщения пласт ЮЯ₇ вымской свиты и пласт ЮЯ₁₂ левинской свиты. Перспективы пластов зимней свиты не ясны, необходимы дополнительные исследования.

3. Подтверждение нефтегазоносности нижне-среднеюрского комплекса на месторождениях в северной части Западно-Сибирской НПП, а также полученные данные газовых исследований скважины Гыданская 130 свидетельствуют о том, что комплекс на территории Гыданской нефтегазоносной области является преимущественно газоносным (а возможно, и исключительно газоносным).

Библиографический список

- Баженова О.К., Бурлин Ю.К. и др. Геология и геохимия нефти и газа. М.: Изд-во МГУ, 2000. 384 с.
- Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. М.: Недра, 1991. 368 с.
- Дортман Н.Б. Петрофизика. Справочник: в трех книгах. Книга первая. Горные породы и полезные ископаемые. М.: Недра, 1992. 391 с.
- Кобранова В. Н. Петрофизика. М.: Недра, 1986. 392 с.
- Курасов И.А. Условия формирования и перспективы нефтегазоносности юрских отложений северной части Западной Сибири и прилегающей акватории Карского моря: автореф. дис. М.: Изд-во МГУ, 2015. 136 с.
- Леворсен А. Геология нефти и газа / пер. с англ. И.Т. Дубовского, М.Ш. Моделевского и Г.Ф. Ульмишека. М.: Мир, 1970. 640 с.
- Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее.... М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2006. 261 с.
- Справочник по геологии нефти и газа / под ред. Н.А. Еременко. М.: Недра, 1984. 480 с.
- Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа / пер. с англ. А.И. Конюхова, Г.В. Семерниковой и В.В. Чернышева. М.: Мир, 1982. 704 с.

Potential of the Jurassic Producing Formation of the Gydan Oil and Gas Region According to the Laboratory Studies of the Gydan Well 130

T.V. Pavlenko

Kama Research Institute on Complex Deep and Superdeep Borehole Investigations, 15 Krasnoflotskaya Str., Perm 614016, Russia
E-mail: mois_tan@mail.ru

There is no ultimate estimate of the potentials of the Jurassic reservoirs at the Gydan oil and gas field right now. Therefore, the revealing the new promising oil and gas reservoirs becomes very important problem. The article presents the results of study of the Jurassic deposits in the section of the Gydan well 130. The obtained data allowed identifying the porous permeable and impermeable rock, their complex lithologic-petrophysical characteristics using results of geochemical studies of formation fluids.

Key words: *Jurassic complex; porous and permeable rock; impermeable rock; sandstone; siltstone; mudstone.*

References

- Bazhenova D.C., Burlin J.K. et al.* 2000. Geologiya i geokhimiya nefi i gasa [Geology and geochemistry of Oil and Gas]. MSU, Moskva, p. 384. (in Russian)
- Dobrynin V.M., Vendelshteyn B.Yu., Kozhevnikov D.A.* 1991. Petrofizika [Petrophysics]. Nedra, Moskva, p. 368. (in Russian)
- Dortman N.B.* 1992. Petrofizika [Petrophysics]. Reference Book. Book 1. Rocks and minerals. Nedra, Moskva, p. 391. (in Russian)
- Kobranova V.N.* 1986. Petrofizika [Petrophysics]. Nedra, Moskva, p. 392. (in Russian)
- Kurasov I.A.* 2015. Usloviya formirovaniya i perspektivy neftegazonosnosti yurskikh otlozheniy severnoy chasti Zapadnoy Sibiri i priligaushchey akvatorii Karskogo morya. [Conditions for the formation and prospects of the oil and gas potential of the Jurassic deposits in the northern part of Western Siberia and the adjacent water area of the Kara Sea]. MGU, Moskva, p. 136. (in Russian)
- Levorsen A.I.* 1967. Geology of Petroleum. W.H.Freeman and Co, San Francisco.
- Skorobogatov V.A., Stroganov L.V.* 2006. Gydan: geologicheskoye stroeniye, resursy uglevodorodov, budushchee... [Gydan: geological structure, hydrocarbon resources, the future ...]. Nedra-Business Center, Moskva, p. 261. (in Russian)
- Spravochnik po geologii nefi i gasa* [Reference book of Petroleum Geology]. Ed. N.A. Eremenko. Nedra, Moskva, 1984, p. 480. (in Russian)
- J. Hunt.* 1996. Petroleum Geochemistry and Geology. W.H.Freeman and Co, p. 743.