

Особенности геологического строения и перспективы артинской молассы Курьино-Патраковского участка

В.Л. Войтко

начальник управления мониторинга ГРП
VVoytko@lk.lukoil.com

П.Н. Кокин

зав. лабораторией ОПН
PKokin@lk.lukoil.com

Е.П. Кузьминых

геолог 2 кат. ОПИСГРП
epkuzminih@lk.lukoil.com

Научно-проектный центр филиала ООО
«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»,
Ухта, Россия

В статье приводится рассмотрение строения Курьино-Патраковского участка, сопоставление всех имеющихся данных бурения поисково-разведочных скважин на изучаемой территории и обоснование прогноза аномальности давлений при разбуривании газовых залежей, а также прогноз газо-водяного контакта и перспектив газоносности на Курьино-Патраковском участке.

Материалы и методы

Графический метод определения газодельных, водонепетных и газонепетных контактов по единичным замерам пластовых давлений в залежи.

Ключевые слова

нетрадиционный коллектор, газоносность, зона ГВК, артинская моласса

В административном отношении Курьино-Патраковский участок находится в пределах Троицко-Печорского района Республики Коми и Чердынского района Пермского края, а в тектоническом — площадь приурочена к внутренней зоне Верхнепечорской впадины.

На участке установлены залежи газа в каменноугольно-нижнепермском карбонатном комплексе (на Рассохинской, Пачгинской и Анельской структурах), в терригенных верхнеартинских (на Рассохинской, Курьинской и Пачгинской структурах) и кунгурских (Курьинское месторождение) отложениях, в терригенных бобриковских отложениях нижне-го карбона (Патраковская площадь).

На территории участка была проведена масштабная работа по переинтерпретации данных сейсморазведочных работ прошлых лет, а также обработка и интерпретация современных детализационных сейсморазведочных работ МОГТ 3D на Курьино-Рассохинской и Курьинской площадях. По результатам этих работ и бурения скважин можно сказать о крайне сложном тектоническом строении Курьино-Патраковского участка.

В тектоническом плане зона участка делится на две складчатые зоны. *Западная* — Курьинская включает с севера на юг Рассохинскую, Курьинскую и Анельскую антиклинали, крылья которых осложнены надвигами. *Восточная* — Патраковско-Луньвожпальская — имеет чешуйчатонадвиговое строение. Она более протяженная, и представлена приуроченными к фронтальным частям надвигов, и слагающими аллохтон приразломными складками: Луньвожпальской, Южно-Луньвожпальской, Северо-Андыгской, Андыгской, Северо-Патраковской и Патраковской. С запада к системе фронтальных надвигов примыкает вытянутая Пачгинская антиклиналь.

Мощность осадочного чехла изменяется от 4 до 7,5 км и увеличивается в восточном направлении. По степени дислоцированности осадочный чехол Курьино-Патраковских дислокаций разделяется на верхний и нижний этажи. Верхний дизъюнктивный этаж слагается карбонатными девонско-нижнепермскими породами шельфа, флишем и нижней морской сероцветной артинско-кунгурской молассой. Перекрывается моласса терригенно-ангидритовыми и соленосными породами кунгурского яруса мощностью более 400 м. В крайней восточной части кунгур размыт и моласса залегает под четвертичными породами. Нижний флиш и позднеартинская моласса газоносны, в пределах участка толщина молассы 500–1200 м и более на востоке. Верхнеартинская моласса сложена переслаивающимися аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Нижнюю ее часть представляют породы мутьевых потоков, и выше — подводных конусов, с увеличением песчаников до 80%.

По материалам исследования верхнеартинских отложений наиболее изученной Курьинской площади открытая пористость песчаников изменяется от 0,6 до 24%. Проницаемость, как правило, отсутствует и установлена только в отдельных образцах, где её значения колеблются от 0,14 до 0,333 мД. Исключением также являются единичные высокопористые трещинные образцы, в которых проницаемость поднимается до 30 мД. Пористость глинистых алевролитов меняется от 0,3 до 11,9%, у аргиллитов — от 0,5 до 11,2%. Породы трещиноватые, наибольшая плотность трещин наблюдается у мелкозернистых песчаников, аргиллитов. Трещинная проницаемость составляет 4,6–5,1 мД, иногда 12,2 мД. Повышенная трещиноватость тяготеет к сводам структур и разрывным нарушениям. С этими зонами связаны наибольшие дебиты газа в скважинах. На периклиналях и крыльях структур при опробовании скважин либо получены очень слабые притоки газа, либо вообще не получены при значительных (до 11,0 Мпа) депрессиях на пласт.

В артинской молассе коллекторами являются не только песчаники, но и аргиллиты. Если у песчаников преимущественно трещинно-поровый тип коллектора, то у аргиллитов — трещинный [1].

Газонасыщенными являются все типы пород артинской молассы и флиша, перекрываемые соленосной толщей иренского горизонта. На востоке территории, где соленосная толща истощается, небольшие залежи газа могут удерживаться более непроницаемыми разностями пород той же молассы. Состав газа в артинских и кунгурских молассовых залежах очень близок (метан 80–95%, гомологи 6–8,6%, азот 2,8–9,7%, двуокись углерода 0,3–1,5%). Газ содержит до 10–60 г/м³ конденсата. Сероводород отсутствует.

Формально, все установленные залежи в артинских отложениях отнесены к массивным тектонически экранированным с порово-трещинным коллектором. Наличие трещиноватости обуславливает дренаж массивного низкопроницаемого резервуара и определяет промышленную ценность залежей. Эти особенности газоносности верхнеартинских отложений позволяют отнести их к особому типу с нетрадиционным коллектором и сделать новый прогноз их перспективности.

В пределах участка пробурено 109 поисково-разведочных и структурных скважин глубиной от 700 до 4835 м, одна из которых вскрыла весь разрез осадочного чехла до метаморфических пород фундамента. Во всех скважинах в отложениях артинской молассы отмечались газопроявления различной интенсивности, что дало основание предположить, что они газоносны на всей территории участка, где они залегают под покрывкой.

В 2012 г. на Курьино-Патраковском участке институтом «ПечорНИПнефть» и специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» были заложены поисково-разведочные скважины: №1,3-Пачгинская, №103-Курьинская, №70-Рассохинская и №1-Луньвожпальская на одноименных структурах. Расположение скважин представлено на рис. 1. На данный момент все скважины закончены бурением и освоением. В процессе работ встал ряд серьезных вопросов, таких, как прогноз аномальности давлений при разбуривании газовых залежей в разрезе, как конкретной скважины, так и всей структуры в целом; прогноз газо-водяного контакта, а также прогноз перспектив газонасыщенности. Ввиду малого количества замеров давления и отсутствия подтверждения ГВК, для дальнейших расчетов была использована методика, описанная в работе «Графический метод определения газодляных, водонефтяных и газонефтяных контактов по единичным замерам пластовых давлений в залежи» [2], которая была проделана В.Д. Порошиным еще в Алжире в 1991 г., и в которой были предложены следующие теоретические взаимосвязи использования пластовых давлений для определения отметок ГВК или ВНК.

Величина пластового давления в любой точке залежи углеводородов зависит от: давления воды на уровне газодляного или водонефтяного контакта; расстояния по вертикали от точки замера пластового давления в залежи до уровня ГВК (ВНК); плотности газа (нефти) в пластовых условиях.

Данная взаимосвязь является теоретической основой использования пластовых давлений для определения отметок ГВК или ВНК.

По имеющимся немногочисленным замерам давлений, воспользовавшись этой методикой, был построен график зависимости давления от глубины, который представлен на рис. 2.

Проведя линии тренда к прямой гидростатического давления, удалось графически предположить глубину ГВК и градиент пластового давления по каждой блоковой зоне. Полученные закономерности являются теоретическими и требуют фактического подтверждения и, конечно, пополнения базы качественных замеров пластовых давлений. Показанные на графике линии тренда по 4 месторождениям (Курьинскому, Рассохинскому, Пачгинскому и Луньвожпальскому) позволяют сделать вывод о гидродинамической разобщенности залежей, так как уровни ГВК выстраиваются на разных глубинах. Угол наклона линии тренда указывает на плотность флюида (чем более вертикальное расположение тренда, тем более легкий газ в залежи).

Что касается распределения давления, обращаясь к результатам бурения скважины №1-Пачгинская: при забое скважины 1467 м в кровельной части верхнеартинских терригенных отложений произошло интенсивное разгазирование глинистого раствора, суммарные газопоказания достигли 61,1% при плотности промывочной жидкости 1,21 г/см³. Равновесия удалось достичь лишь при плотности промывочной жидкости 1,5 г/см³, то есть при перерасчете на пластовое давление мы получим 21,58 МПа (градиент 1,47), что и соответствует построенному графику. При дальнейшем бурении скважины при забое 1552 м ($P_{1г.2}$) открылось

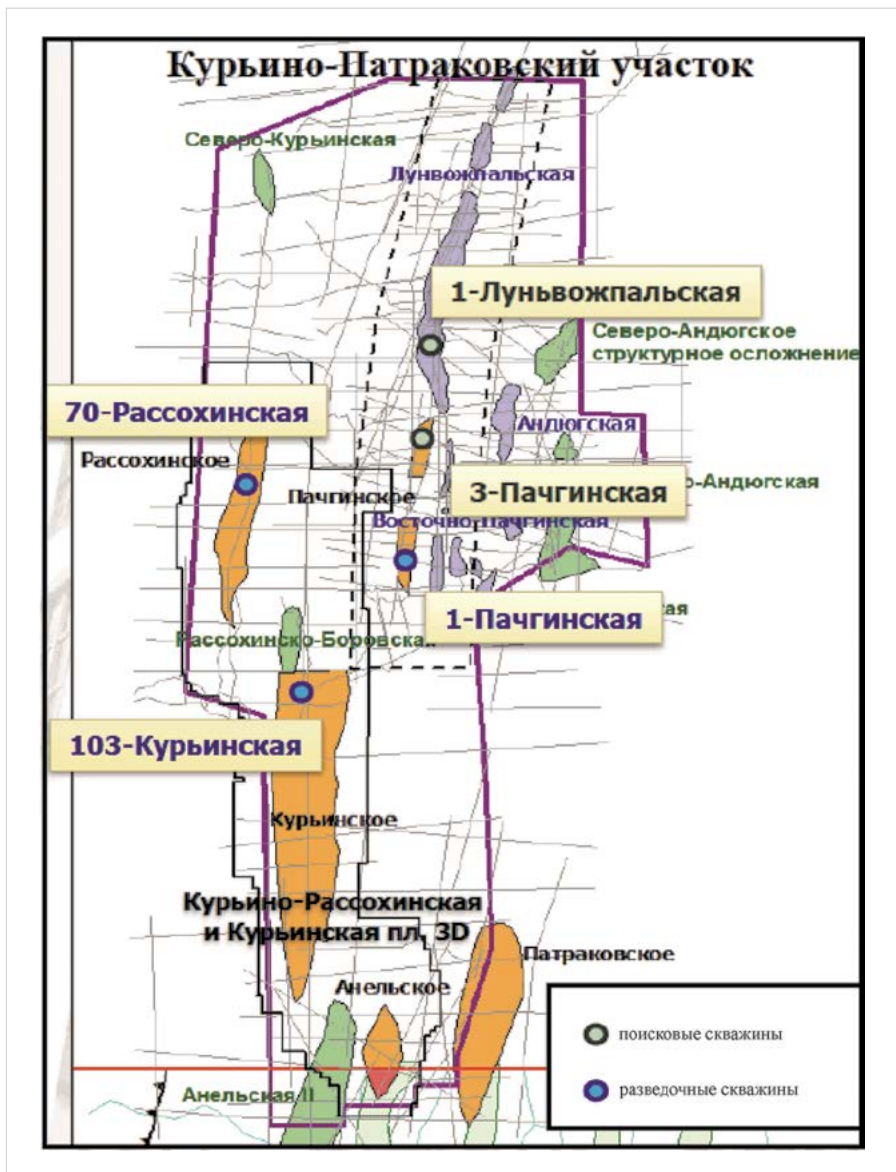


Рис. 1 — Расположение поисково-разведочных скважин, заложённых в 2012 году

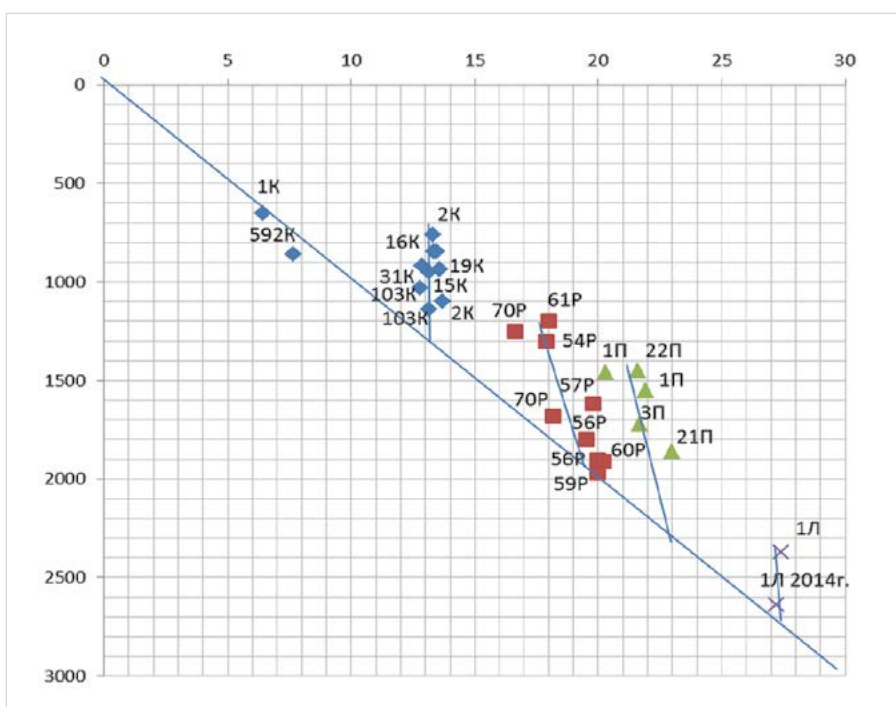


Рис. 2 — График зависимости давления от глубины

поглощение промывочной жидкости в стволе скважины интенсивностью от 6 до 22 м³/час. Исходя из полученных построений, градиент на этой глубине уже составляет 1,41, и чем ближе мы подходим к предполагаемой зоне ГВК, тем ниже давление и, соответственно, ниже градиент аномальности. Логично предположить, что ниже по разрезу, как только мы будем встречать пласты-коллекторы при плотности промывочной жидкости 1,5 г/см³, мы будем получать поглощение бурового раствора и останавливать бурение для кальматации таких зон. То есть, имеет место несовместимые условия бурения в пределах одной залежи. Ситуация осложняется тем, что террегенная верхнеартинская толща представляет собой зону с нетрадиционными спорадически развитыми коллекторами. Резервуаром для верхнеартинских залежей служат песчаники, алевролиты и аргиллиты с трещинно-поровым и трещинным типом коллектора. Повышение трещиноватости и, следовательно, улучшение коллекторских свойств, тяготеет к сводам структур и зонам тектонических нарушений.

Подобные ситуации также были зафиксированы при бурении артинских отложений в

скважинах 103-Курья и 1-Луньвожпальская. Во всех скважинах наблюдалось увеличение газопоказаний в ходе бурения. Скважины 1-Пачгинская, 103-Курьинская и 70-Рассохинская в ходе освоения дали промышленные притоки газа.

Итоги

Понимание подобного распределения давления в пределах одной залежи дает нам возможность более корректного заложения градиента пластового давления на стадии проектирования при расположении скважины в присводовой части либо на крыльях структуры, где градиент давления будет значительно меньше относительно купольной части и, соответственно, здесь следует применять более легкие буровые растворы.

Выводы

Данная работа проводится в режиме острой необходимости получения общего понимания о строении и газоносности территории Курьино-Патраковского участка для возможности более качественного и безаварийного бурения и, как следствие, получение более полной и достоверной

информации для подсчета запасов и разработки месторождений. При интерпретации сейсморазведочных работ понимание о разграничении зон с различным положением ГВК и давлений даст возможность трассировать нарушения в участках, строение которых вызывает сомнения. При дальнейшем разбуривании площади и накоплении качественных достоверных данных можно будет получить практическое подтверждение применяемых теоретических основ для выработки более точной и подтвержденной модели.

Список литературы

1. Никонов Н.И. Обобщение геолого-геофизических данных и оценка перспектив нефтегазоносности юга внутренней части Верхнепечорской впадины и примыкающей к ней Западно-Уральской складчато-надвиговой зоны. Ухта: ТП НИЦ, 1999. С. 95–96.
2. Порошин В.Д. Графический метод определения газодляных, водонефтяных и газонефтяных контактов по единичным замерам пластовых давлений в залежи. Алжир. 1991.

The geological structure and prospects of artinskian molassa of Kuryino-Patrokovskoe area

UDC 551

Authors:

Vera L. Voytko – head of monitoring of exploration works department; VVoytko@lk.lukoil.com

Petr N. Kokin – chief of oil-and-gas content prognostication laboratory; PKokin@lk.lukoil.com

Ekaterina P. Kuzminykh – 2 cat. geologist of Department of designing and maintenance of exploration works; epkuzminih@k.lukoil.com

Scientific and design center in Ukhta Branch of LLC "LUKOIL-Engineering" "PermNIPIneft", Ukhta, Russian Federation

Abstract

In paper were considered the structure of Kuryino-Patrokovskoe area, comparison of all available prospect drilling data in the studied territory and justification of the forecast of pressure anomaly by drilling gas deposits, also gas-water contact forecast and gas content prospect of Kuryino-Patrokovskoe deposit.

Materials and methods

Graphic method of gas-water, water-oil and gas-oil contacts definition by pressure single measurement in bed.

Results

The understanding of similar distribution

of pressure within one deposit gives us the chance of more correct laying of a gradient of reservoir pressure at a design stage at a well arrangement in a arc part or on wings of structure where the gradient of pressure will be much less rather arc part and, respectively, here it is necessary to apply lighter drilling agent.

Conclusions

This work is carried out in the mode of keen necessity in obtaining the general understanding about a structure and gas content of the territory of the Kuryino-Patrokovskaya area for a possibility of better and accident-free drilling, as a result, receipt

of more complete and reliable information for estimation of reserves and development of fields. At interpretation of seismic prospecting data the understanding about differentiation of zones with various provision of gas-water contact and pressure will give the chance to trace violations in sites which structure raises doubts. At further drilling of the area and accumulation of qualitative reliable data it will be possible to receive practical confirmation of the applied theoretical bases for development of more exact and confirmed model.

Keywords

non-traditional reservoir, gas content, gas-water contact zone, artinskian molassa

References

1. Nikonov N.I. *Obobshchenie geologo-geofizicheskikh dannykh i otsenka perspektiv neftegazonosnosti yuga vnutrenney chasti Verkhnepechorskoy vpadiny i primykayushchey k ney Zapadno-Ural'skoy skladchato-nadvigovoy zony* [Generalization

of geological and geophysical data and evaluation of petroleum potential south of the inner part Verkhnepechorskoy cavity and the adjacent West Ural fold-thrust zone]. Ukhta: TP NITS, 1999, pp. 95–96.

2. Poroshin V.D. *Graficheskii metod opredeleniya gazovodyanykh,*

vodonefityanykh i gazonefityanykh kontaktov po edinichnym zameram plastovyykh davleniy v zalezhi [Graphical method for determination of gas-water, water-oil and gas-oil contacts in single measurements of reservoir pressure in the reservoir]. Alzhir, 1991.