



Лимбергер Юрий Анатольевич - Независимый эксперт (limb@m9com.ru)

Yuri Limberger - Independent Expert (limb@m9com.ru)

Есть ли нефть действительно в баженовской свите?

Is There Actually Oil in the Bazhenov Suite?

К заголовку статьи многие читатели, вероятно, отнесутся с изрядной долей скептицизма. Ведь баженовская свита считается крупнейшим резервом нефти в России. Усилия, предпринимаемые для освоения этого резерва в последние годы, вот-вот дадут практический результат и «загадка века» будет решена. Есть ли для этого основания и какие?

Предполагаемая структура объекта

Взгляды исследователей на строение возможного коллектора в отложениях баженовской свиты сводятся в общем виде к двум моделям. В одной из них коллектор представляется чередованием прослоев различных литотипов пород, неодинаково обогащённых рассеянным органическим веществом, и нефтенасыщенных горизонтальных микрополостей, связанных в разной степени между собой. В другой модели предполагается существование в породах свиты порово-трещинных коллекторов.

Горизонтальные полости в условиях естественного залегания горных пород могут существовать и фильтровать флюиды только при условии, что давление флюида внутри них превышает

The article's title may trigger a hefty dose of skepticism in many readers. due to the fact that the Bazhenov Suite is considered the largest oil reserve in Russia. The efforts taken to develop this reserve are about to bare fruit and the "mystery of the century" is about to be resolved. But are there any grounds for this and what are they?

The Inferred Structure of the Target

The researchers' views on the structure of the probable reservoir in the Bazhenov Suite deposits can largely be broken down to two models. Firstly, the reservoir is featured with alternate interlayers of various lithologies, unevenly enriched in dispersed organic matter, and the oil saturated horizontal microcavities variably associate with each other. The other model presumes the presence of porous fractured reservoirs in the Bazhenov Suite rocks.

Naturally occurring horizontal cavities can exist and percolate fluids provided that the fluid's internal pressure exceeds the vertical pressure. Such rock states have never been registered anywhere in the world. Fractures, mentioned in various publications, were delineated by means of visual and/or instrumental observation using

вертикальное напряжение. Подобное состояние пород в недрах нигде в мире не зафиксировано. Трещины, упоминаемые в публикациях, выделялись посредством визуального и/или инструментального наблюдения на образцах керна в условиях дневной поверхности, т.е. при снятии напряжённого состояния. Такие трещины являются следствием необратимой деформации керна при его выбуривании и подъёме на поверхность. Доказательств существования открытых трещин в условиях естественного залегания пород не представлено. Так что обе упомянутые модели не имеют должного подтверждения.

Действия компаний

В настоящее время четыре компании пытаются извлекать нефть из баженовской свиты: ПАО «Нефтяная компания «РОСНЕФТЬ», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром нефть».

Пионером добычи является нефтегазодобывающее управление «Юганскнефть» (сейчас ООО «РН-Юганскнефтегаз» в ПАО «Роснефть»), которое отдельные разведочные скважины использовало в качестве добывающих с середины 70-х гг., а позже приступило к целенаправленной добыче, пробурив более 70 эксплуатационных скважин. Последние бурились по схеме, аналогичной разбуриванию залежей вышележащих меловых отложений, представленных межзерновыми коллекторами. В подавляющем большинстве эксплуатационных скважин приток флюида либо вообще отсутствовал, либо накопленный объём нефти оказался незначительным, экономически неоправданным; интенсификация добычи не проводилась, разработка велась на истощение.

Спустя более 40 лет после начала добычи понимание структуры объекта и сущности проблемы не изменилось ни принципиально, ни в мелочах, о чём лучше всего свидетельствует серия статей в журнале «Геофизика» №3, 2015. При этом в одной из статей делается вывод о наличии в отложениях баженовской свиты 3-х видов запасов углеводородов подлежащих порознь подсчёту и оценке. Прорывных технологий в извлечении нефти за прошедший период не продемонстрировано.

ПАО «Сургутнефтегаз» то же не новичок в этом деле. В компании выполнен наибольший объём бурения, исследования, испытания скважин. Из испытанных 600 поисково-разведочных скважин 433 скв. (72,2%) приток либо не дали, либо он был менее 1 м³/сут. Дебит нефти более 10 м³/сут получен всего из 36 скв. (6%) [8].

core samples in daylight surface conditions i.e. with the vertical pressure released. Such fissures result from irrecoverable deformation of the core when it is cut and flushed out on the surface. No evidence has been presented yet that the open fissures exist under the naturally occurring conditions of the rocks. Therefore, both models have not been properly confirmed.

Operating Companies

Four companies have been trying to recover oil out of the Bazhenov formation: Rosneft, Surgutneftegaz, LUKOIL and Gazprom Neft.

The production is pioneered by the Yuganskneft oil and gas production directorate (now, RN-Yuganskneftegaz, a Rosneft company), where separate exploration wells were used as producers since the middle of the 1970's, and later, the company focused on production, having drilled over 70 production wells by now. The latter were drilled using the pattern which is similar to drilling the overlying chalk deposits featured with intergranular reservoir rocks. The fluid influx was either missing in the majority of the production wells or it was insignificant, economically unjustified; no well stimulation was conducted, or the reserves were developed for depletion.

Over 40 years after the start of production, understanding the target structure and the basic essence of the problem has not changed, even in a small way, as evidenced by the series of articles in the Geophysics Journal, №3, 2015. One article made a conclusion regarding the presence of 3 types of hydrocarbon reserves in the deposits of the Bazhenov Suite, which are subject to separate calculations and evaluation. No groundbreaking technologies have been demonstrated for the past period.

Surgutneftegaz is not a novice in this business. A wide-ranging program of drilling, exploration and well testing has been implemented in the company. 600 tested exploratory wells either produced no influx, or they were lower than 1m³/day. Only 36 wells (6%) yielded the oil flow rate over 10m³/day [8].

Five technologies of formation penetration were developed and tested: (1) deviated wells, using a sand screen and standard frac; (2) deviated wells with a cemented bottomhole and massive or large volume frac; (3) horizontal borehole with a minimum of overbalance pressure with sand screen plus massive frac; (4) using the underbalance pressure at the horizontal boreholes; (5) horizontal multihole wells, using both the underbalance and overbalance pressure. More than 20 various technologies were employed to increase and restore well productivity, including technologies for the

Проведена отработка и испытание пяти технологий вскрытия пласта: (1) наклонно-направленными скважинами со спуском щелевого фильтра+стандартный ГРП; (2) наклонно-направленными скважинами с зацементированным забоем+объёмный или большеобъёмный ГРП; (3) горизонтальным стволом на минимальной репрессии со спуском щелевого фильтра+объёмный ГРП; (4) на депрессии горизонтальным стволом; (5) горизонтальным многозабойным стволом как на депрессии, так и на репрессии. Для повышения и восстановления продуктивности скважин испытано более 20 различных технологий, в том числе технология образования в пласте широкой сети искусственных трещин. О результатах можно судить по заявлению главного геолога компании (Интерфакс, 07.02.2014): в 2013г. добыча из баженовской свиты возросла на 60% (относительно предыдущего года) до 548 тыс.т, что принесло компании убыток в сумме свыше 3 млрд руб. (курс на то время ~ 32руб/дол. США). Прослеживается закономерность: чем больше добыча, тем непропорционально увеличиваются расходы и растут убытки. При этом компания, как и «Роснефть», ни на шаг не приблизилась к решению проблемы, оставаясь на уровне ее понимания 70-х гг.

С 2007 г. к добыче баженовской нефти приступило АО «РИТЭК» (входит в состав ПАО «ЛУКОЙЛ»). Предпочтение отдано методу термогазового воздействия. Сам метод, возможно, и обладает достоинствами, которые ему приписывают авторы, но ощутимых изменений в добыче баженовской нефти не произошло.

Ещё одной компанией, вознамерившейся добывать нефть из отложений баженовской свиты, стала «Газпром нефть». Объявлено [2], что разработка баженовской свиты – одна из стратегических задач компании. План к 2025 г.: ресурсная база извлекаемых запасов нефти более 400 млн т, добыча – не менее 2,5 млн т/год, накопленная добыча – свыше 15 млн т. Реализация намеченного связана с выполнением программы технологического развития, а именно: с разработкой технологии прогноза перспектив нефтеносности баженовской свиты и геолого-гидродинамического стимулятора. Относительно последнего заявлено, что мировых аналогов этой разработке нет, хотя никаких практических подтверждений заявлению не существует.

Для добычи нефти из баженовской свиты компания «Газпром нефть» предложила проект «Создание комплекса отечественных технологий и высокотехнологичного оборудования разработки запасов баженовской нефти» (сокращённо «Бажен»)

creation of a wide induced fracture network. The results can be judged using a quote from the Company's Chief Geologist (Interfax, 07.02.2014): the production from the Bazhenov Suite has increased 60% in 2013 (year on year) up to 548 MT, which brought the Company's losses in the amount of over 3 bln rubles (the USD/Ruble exchange rate at that period was about 32 rubles/USD). There is a consistent pattern here: the higher the production is, the more disproportionately the costs increase and losses grow. With this said, the company, as well as Rosneft, has not found the solution to the problem, remaining on their level of understanding that has existing since the 1970's.

Since 2007, the production of Bazhenov oil has been a focus of RITEK (part of LUKOIL). Their preference has been to develop thermal gas treatment solutions. The method, by itself, may have certain strengths that are attributed to it by some authors, but it did not bring any material changes in the production of Bazhenov oil.

Gazprom Neft has become another company that conceived the idea of producing oil from the Bazhenov Suite deposits. It was announced [2] that the development of the Bazhenov Suite is one of the Company's strategic goals. By 2025 their stated plan was that: the resource base of recoverable oil reserves shall be over 400 MMT, production shall be not less than 2.5 MMT per year, cumulative production shall be over 15 MMT. The implementation of the initiatives is related to the implementation of the technology development program, and namely: the development of the technology for predicting the oil potential of Bazhenov Suite and the geohydrodynamic stimulator. Concerning the latter, it was announced that there were no analogies of this in the world, although no practical confirmations of this statement have been presented yet.

To produce oil from the Bazhenov Suite, Gazprom Neft started a project called "Building a complex of national technologies and hi tech equipment for the development of Bazhenov oil reserves" ("Bazhen", for short) and it is open to other companies to take part in it. The project implementation period is set for 2025. It includes the development of a minimum of 15 technologies for the suite development within specific areas (equipment, technologies, software packages). Currently, nothing essential has been developed for oil recovery in the past few decades, and yet the target is to have all the problems resolved in the short term. The Ministry of Energy has denominated "Bazhen" as a federal project.

If we omit the rhetoric and the targets, the practical focus can be boiled down to constructing horizontal wells and

и открыта для соучастия в нём других компаний. Срок реализации проекта - до 2025 г. В его рамках предполагается разработка минимум 15 технологий для освоения свиты по конкретным направлениям (оборудование, технологии, программные комплексы). Получается: за прошедшие десятилетия ничего реального для извлечения нефти не создано, а тут за короткий срок все проблемы якобы будут решены. Министерство энергетики присвоило «Баженову» статус федерального проекта.

Если пропустить риторику, сопровождающую плановые намерения компаний, то практическая направленность сводится преимущественно к созданию горизонтальных стволов и выполнения в них многостадийных гидроразрывов пласта. Другими словами, добыча нефти из отложений баженовской свиты обуславливается только решением сугубо технологических проблем. Структура объекта никаких сомнений у плановиков не вызывает.

Когда тщательно вникаешь в планы компаний, невольно напрашивается вопрос: в какой степени их составители принимают во внимание многолетний печальный опыт по добыче баженовской нефти других компаний и имеют ли его вообще в виду?

Навыки проходки горизонтальных и наклонно-направленных скважин накоплены отечественными компаниями. Бурение подобных стволов в породах баженовской свиты реализуемая операция. Это уже подтверждено практикой. Но после строительства скважины следует далее сохранить устойчивость пробуренного ствола в неизменном состоянии, провести гидроразрыв (один или несколько), удержать трещину разрыва в раскрытом состоянии на длительный период. Практическое решение этих задач при высокой пластичности пород, характерной для ряда литотипов отложений баженовской свиты [3] является непростой проблемой.

Известно теоретическое решение задачи о напряжённом состоянии пород вокруг выработки круглого сечения. Оно показывает, что в среде, подчиняющейся законам теории упругости и при равенстве горизонтальных компонентов тензора напряжений в нетронутом массиве, тангенциальное (кольцевое) напряжение в горизонтальной скважине будет сжимающим. Неравенство горизонтальных компонентов обуславливает возникновение в кровле растягивающих напряжений, а в стенках выработки – сжимающих.

При предполагаемом чаще всего равенстве горизонтальных компонентов тензора напряжений в нетронутом массиве, реальная ситуация всегда

running multistage fracks. In other words, Bazhenov Suite oil production is solved with purely technological solutions. The policy planners have, apparently, no doubts about the nature of the target.

When you start diving deeper into the companies' plans, a certain question arises: to what extent do the planners consider the many years of challenging experiences other companies have had producing oil from the Bazhenov Suite, and are they aware of it at all?

Domestic companies have accumulated the skills of drilling horizontal and deviated wells. Drilling these boreholes in the rocks of Bazhenov Suite is possible. And this has been confirmed in practice. But after a well is constructed, one should maintain the intact stability of the drilled borehole, carry out fracs (one or multiple), keep the hydraulic fracture cracks open for a period. The practical solution to these tasks, knowing the highly plastic rocks, typical in several Bazhenov Suite lithologic rocks [3], is no easy things to do.

There is a known theoretical solution to the problem of rock stress state around the circular hole section. It demonstrates that the tangential (circular) tension in a horizontal well is going to be compressive in the medium that is subject to the theory of elasticity and with the stress tensor components being equal in a virgin rock massif. The inequality of the horizontal components determines the generation of stresses which are under tension at the top and compressive at the walls of a borehole.

With the supposed equality of horizontal components of the stress tensor in a virgin rock massif, the situation always differs from the presumed one. Experiments on fracking, using rock specimens, carried out in the laboratory of the Institut Francais du Pétrole in the 1970's, revealed that a crack is always asymmetrical and it takes place at one of the walls of a "borehole" (which was imitated using a specimen). Much later, the asymmetrical crack generation was confirmed through seismic monitoring of the hydraulic fracturing, carried out in several wells. Therefore, the horizontal components of the stress tensor are not equal in the real mine engineering conditions of rocks (with a well available). In such cases, the top of a horizontal well is the most vulnerable zone, minding the borehole stability problem.

The Bazhenov Suite rocks are, by their nature, close to the transversal isotropic medium, the properties of which are equal in a horizontal plane and different in a vertical one. Experiments using the suite rock specimen revealed that the stability of the horizontal boreholes is minimal at the top of a borehole in such mediums. The loss of stability is already probable with an underbalanced

отличается от допускаемой. Эксперименты по гидроразрыву на образцах пород, выполненные в лаборатории Французского института нефти в 70-х гг., показали, что разрыв всегда асимметричен и возникает только на одной из сторон «ствола скважины» (имитировалось в образцах). Значительно позже во времени асимметрия образования трещины была подтверждена результатами сейсмического мониторинга процесса гидравлического разрыва пород, проводимого в конкретных скважинах. Следовательно, в реальных горно-технических условиях залегания пород (при наличии скважины) горизонтальные составляющие тензора напряжений не равны друг другу. В таком случае наиболее слабым местом, с точки зрения устойчивости ствола, будет верх горизонтальной скважины.

Породы баженовской свиты по своим свойствам близки к трансверсально изотропной среде, свойства которой в горизонтальной плоскости одинаковы, а по вертикали отличны. Эксперименты на образцах пород свиты показали, что для такой среды устойчивость горизонтальных стволов также будет минимальной в вершине ствола. И уже при депрессии 5-25 атм (например, при бурении или вызове притока) возможна потеря устойчивости [3]. Теоретические и экспериментальные предположения подтверждаются практикой. В работе [7] приведены свидетельства того, что в процессе эксплуатации во всех скважинах произошло обрушение незакрепленной части горизонтального ствола.

Образование самой трещины разрыва в породах баженовской свиты требует большего давления, чем давление, необходимое для образования трещины на аналогичной глубине в упруго-хрупких породах. Предположим, однако, что разрыв выполнен и трещина образована. Её необходимо удержать в раскрытом состоянии после окончания гидроразрыва пласта с целью сохранения проницаемости. Для чего в трещину обычно закачивают расклинивающий агент, обладающий высокой механической прочностью (песок, пропант). Назначение агента - противостоять меняющимся в процессе добычи нефти нагрузкам на скелет упруго-хрупких пород, сохраняя проницаемость трещины разрыва.

Длительное действие меняющихся нагрузок на породы приводит к изменению их напряжённо-деформированного состояния. При свободном перемещении частиц породы (характерно для пластичных пород) наблюдается непрерывное её деформирование. Что, в свою очередь, обуславливает явление ползучести. Никакой расклинивающий агент в таких условиях не удержит трещину в раскрытом состоянии. Поэтому выбранное

pressure of 5 to 25 atm (for instance, when drilling or inducing inflow) [3]. The theoretical and experimental assumptions have been confirmed in practice. In operations [7] evidence is provided that the uncased horizontal wellbore sections collapsed in all of the wells during the course of their operation.

The generation of a tension crack in the Bazhenov Suite requires a pressure higher than the pressure necessary for generation of a crack at a similar depth in elastobrittle rocks. Suppose, however, that a crack has been performed and a crack was generated. To maintain its permeability, it needs to be kept open after hydraulic fracturing has been completed. What is the reason for regularly pumping proppants into a crack having high physical integrity (sand, proppant)? The purpose of the agent is to withstand the pressures in the solid matrix of the elastobrittle rocks, varying in the process of oil production, and maintain the permeability of tension cracks.

The longterm impact of the varying pressures on the rock changes their stress-strain state. With the free movement of rock particles (typical of plastic rocks), the rock's continuous deformation can be observed; which, in its turn, determines the creep flow phenomenon. No propping agent is capable of keeping the crack open under such conditions. Therefore, the chosen course for development of the Bazhenov Suite cannot provide the achievement of the set goal.

To develop the Bazhenov Suite, national companies have even tried to make alliances with the Western major companies hoping that "foreign countries can assist us". They will not. Not because of the sanctions vetoing equipment, technologies and solutions. But because foreign countries think and reason the way our native geologists do, and they even recognize the Bazhenov Suite as the largest deposit of shale oil in the world. For instance, Salym Petroleum Development N.V. (SPD) went so far as to consider the Bazhenov Suite as an analogue of the North American Bakken formation.

All of the companies that have plans to produce oil from the Bazhenov Suite face this dilemma: obtain insignificant influxes from individual rare wells or produce oil and carry out commercial development. If companies choose the first way, and it is the way they have been moving along before and now, it is not difficult to predict the eventual result. The huge costs over the already implemented operations shall be enlarged by similar expenditures planned to achieve the companies' goals. The application of decreasing coefficient tax rates for Bazhenov oil production will not improve the situation. The planned volumes of reserves, annual and cumulative production will never be achieved. For the selected

направление освоения баженовской свиты не сможет обеспечить достижение поставленной цели.

Для освоения баженовской свиты отечественные компании пытались также создать альянсы с западными major в надежде, что «заграница нам поможет». Заграница не поможет. Не потому, что из-за санкций отказывает в оборудовании, технологиях, программно-методических комплексах. А потому, что «заграница» думает и рассуждает также, как отечественные геологи и даже признаёт баженовскую свиту крупнейшим в мире хранилищем сланцевой нефти. Так, в Salym Petroleum Development N.V. (SPD) вообще считают баженовскую свиту аналогом североамериканской формации Bakken.

Перед всеми компаниями, стремящимися добывать нефть из баженовской свиты, стоит дилемма: получать незначительные притоки из отдельных редких скважин или добывать нефть и вести рентабельную разработку. Если компании выбирают первый путь, а именно по нему они двигались ранее и двигаются сейчас, не составляет труда спрогнозировать конечный результат. К гигантским расходам по уже проведенным работам добавятся аналогичные расходы, предусмотренные для реализации намеченных планов. И применение понижающего коэффициента к ставке налога на добычу нефти из отложений баженовской свиты ситуацию не изменит. Планируемые объемы запасов, годовой и накопленной добычи никогда не будут достигнуты. Для выбранной дилеммы «добыча» будет рентабельной при условии, что государство оплатит по рыночной цене каждую тонну недобытой нефти. На это оно никогда не согласится.

Если же компании будут действительно стремиться к рентабельной добыче и разработке, то им придётся по иному осознать сущность проблемы и принципиально изменить точку зрения, прежде всего, на структуру и свойства объекта, соответственно, на способы извлечения нефти.

Реальная структура объекта

Зацикленность геологов на породах баженовской свиты, площадь распространения которой в Западной Сибири превышает 1 млн км², привела к практическому игнорированию внушительного объёма данных по нижележащим отложениям. Породы нижележащих отложений на определённой, но ограниченной территории, разбиты многочисленными тектоническими нарушениями, корни которых находятся в отложениях фундамента и большинство нарушений «затухает» в кровле тюменской свиты (Рис.1,2). Кроме того, для флюидов, находящихся в порах

dilemma, “production” shall become commercial under the condition that the state would pay for each tonne of unproduced oil. But the state is unlikely to agree on that.

But if companies shall really aspire to commercial production and development, they will have to recognize the essence of the problem in a different way, and conceptually change their point of view, first and foremost, on the structure and properties of the target and, consequently, on the methods of oil recovery.

The Real Structure of the Target

The relentless focus of geologists on the deposits of Bazhenov Suite, which covers an area of over 1 mln. km² in the West Siberia, has side effect of ignoring a considerable volume of data on the underlying deposits. The rocks of the underlying deposits, in a definite but confined territory, are divided by various tectonic dislocations, the roots of which are found in the deposits of basement and the bulk of such dislocations “fade away” at the top of Tyumen suite (Fig. 1, 2). Besides, the fluids located in the pores of the rocks of the area under consideration have their own specific conditions.

Deformations of rocks in the blocks located between the dislocations, cause the development of subvertical fractures. For practical tasks, i.e. exploration, production, development, it is necessary to know if the fault lines (tectonic dislocations and subvertical fracturing) are open or closed, i.e. if they are capable of screening fluids. A guaranteed way to resolve this task is to compare horizontal stress σ_r and formation pressure $P_{пл}$. If the condition is met that $P_{пл} > \sigma_r$, the fault lines are open and they can screen fluids. In the case of $P_{пл} \leq \sigma_r$, the fault lines are closed and the filtration of fluids is impossible [5]. Using the above mentioned approach in more than 200 exploratory wells has demonstrated that the fault lines are open and are associated between each other.

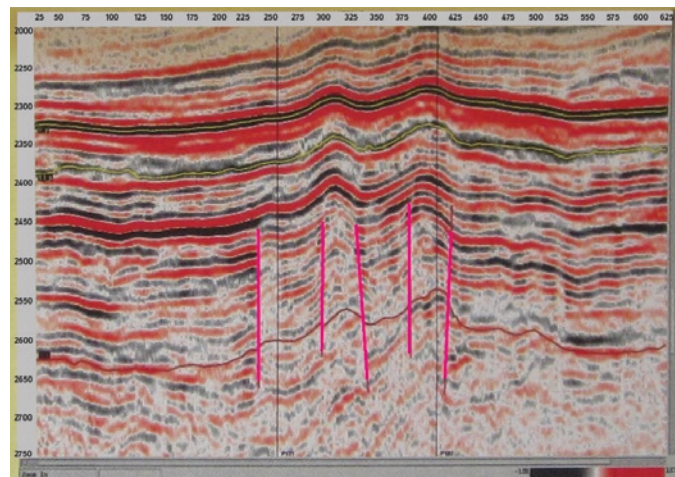


Рис. 1: Временной сейсмический разрез

Fig. 1: Time Cross-section

пород рассматриваемой территории, характерны специфические условия.

Деформации пород в блоках, расположенных между нарушениями, в свою очередь, обуславливают развитие в самих блоках субвертикальной трещиноватости. Для практических целей - разведка, добыча, разработка - необходимо знать являются ли разрывы сплошности (тектонические нарушения и субвертикальные трещины) открытыми или закрытыми, т.е. способны фильтровать флюиды или нет. Гарантированный способ решения этой задачи заключается в сравнении горизонтального напряжения σ_g с пластовым давлением $R_{пл}$. При выполнении условия $R_{пл} > \sigma_g$ разрывы сплошности открыты и фильтруют флюиды. В случае $R_{пл} \leq \sigma_g$ разрывы сплошности закрыты и фильтрация флюидов невозможна [5]. Применение указанного подхода более, чем в 200 поисково-разведочных скважинах, показало, что разрывы сплошности открыты и взаимосвязаны между собой. Они образуют единую гидродинамическую систему, обеспечивающую гидравлическую связь по площади и разрезу между разными участками рассматриваемой территории.

Такая система при испытании скважин на приток или их эксплуатации проявляет себя аномалиями температуры и давления, что было зафиксировано в разведочных и эксплуатационных скважинах.

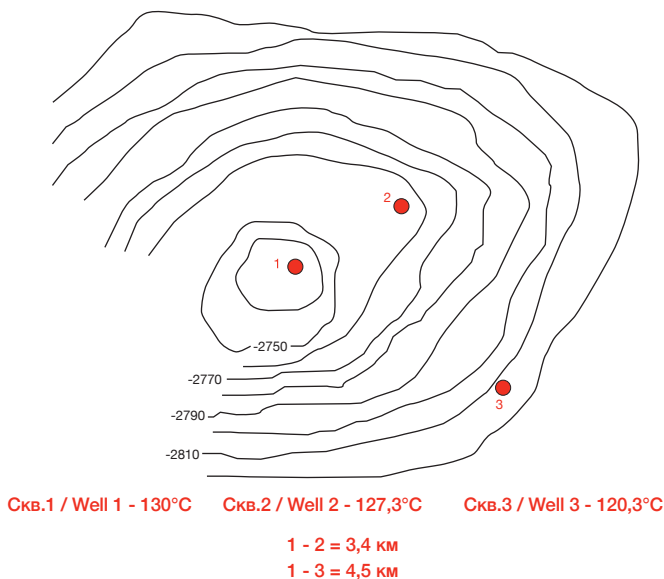


Рис. 3: Участок карты расположения разведочных скважин
Fig. 3: Section of the exploration wells layout map

На рис.3 показан участок карты расположения трёх разведочных скважин, отстоящих на расстоянии 3,4-4,5 км друг от друга. Гипсометрически (по кровле баженовской свиты) выше всех расположена скв.1,



Рис. 2: Временной сейсмический разрез, выровненный по кровле отложений баженовской свиты

Fig. 2: Time Cross-section leveled up by the top of the Bazhenov suite deposits

They form a unified hydrodynamic system providing hydraulic connection laterally and vertically, between the various sections of the territory.

Such systems, when its wells undergo testing or when they are operated, manifests itself within the temperature and pressure anomalies that were recorded in the exploration and production wells.

Fig.3 presents a map section where three exploration wells are located, at a distance of 3.4 to 4.5 km from each other. Well 1 is structurally (along the top of the Bazhenov Suite) above all, while well 3 is the deepest. Well 2 falls in between them. The temperature measured at Well 1 was recorded at 130°C, 127.3°C at Well 2 and 120.3°C at Well 3. That is, Well 3, located deeper than the two other wells, but had considerably lower temperature than at the wells located structurally higher. This contradicts the normal insitu temperature distribution law and can be explained by the presence of additional sources of heat at Wells 1 and 2.

All three wells underwent testing. Wells 1 and 2 yielded oil at a considerable flow rate. Well 3 was void of inflow, it was idle for a considerable period in expectation of its testing after the drilling was completed. The temperature, measured at this well, corresponds to a static value. The considerable difference of the temperatures between Wells 1 and 2, and Well 3 is a result of recovering oil from

ниже всех скв.3. Скв.2 занимает промежуточное положение относительно указанных. Измеренная температура: в скв.1-130 °С, в скв.2-127,3 °С, в скв.3-120,3 °С. Т.е. в скв.3, расположенной ниже двух других, температура заметно меньше, чем в скважинах, находящихся гипсометрически выше. Это противоречит нормальному закону распределения температуры в недрах и объясняется наличием дополнительного источника тепла в скв. 1 и 2.

Все три скважины испытаны на приток. Скв.1 и 2 дали нефть значительного дебита. Скв. 3 без притока, причём длительное время простояла в ожидании испытания после окончания бурения. Температура, измеренная в этой скважине, соответствует статическому значению. Существенная разница температур между скв.1,2 и скв. 3 является следствием извлечения нефти с глубин, залегающих ниже интервала испытания не менее, чем на 200 - 300 м.

Рис.4 иллюстрирует схему расположения трёх других разведочных скважин, отстоящих на удалении 700-1000 м друг от друга. Гипсометрия кровли баженовской свиты всех скважин отличается всего на несколько метров (почти одинакова). Измеренная температура в скв. 4 – 109 °С, в скв. 5 – 111 °С, в скв. 6 – 98 °С. Т.е. в скв. 6 температура заметно меньше, чем температура в двух других рядом стоящих скважинах. Что снова противоречит нормальному закону распределения температуры в недрах. Разница температур обусловлена наличием дополнительного источника тепла в скв. 4 и 5.

При испытании все скважины фонтанировали нефтью. Но в скв. 4 и 5 дебит превышал несколько сотен м³/сут, а в скв. 6 он составил несколько м³/сут. Значительная разница температур между скв. 4, 5 и скв. 6, равная 11-13 °С, является следствием поступления нефти с глубин, залегающих ниже интервала испытания не менее, чем на 300 м.

В эксплуатационных скважинах одного и того же куста начальная разница температур между скважинами, давшими значительные притоки нефти, и скважинами без притока или с незначительным притоком, достигала 10-12 °С. По мере снижения дебита нефти в процессе добычи уменьшалась как сама измеряемая температура, так и разница температур.

Приведённые данные об измеренных температурах в фонтанирующих разведочных и эксплуатационных скважинах свидетельствуют о подтоке более нагретой нефти из глубоко залегающих отложений по сети открытых субвертикальных нарушений сплошности.

the depths occurring lower than the tested interval by no than 200 to 300 m.

Fig.4 presents the layout of three other exploration wells located at a distance of 700 to 1000 m from each other. The hypsometry at each well only has several meters of difference (i.e. it's almost the same). The temperature measured at Well 4 was 109°C, it was 111°C at Well 5, and 98°C – at Well 6. That is, Well 6 had a considerably lower temperature than in the other two neighboring wells. Which, again, contradicts to the normal law of the insitu temperature distribution. The difference in temperatures is determined by the presence of additional heat sources at Wells 4 and 5.

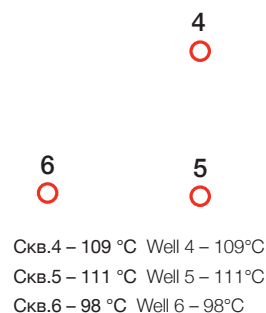


Рис. 4: Схема расположения разведочных скважин
Fig. 4: Exploratory wells location diagram

When being tested, all the wells produced oil. But the flow rate of Wells 4 and 5 was some hundreds of m³/day higher, while Well 6 had single cubic meters of flow per day. Such considerable differences in temperature between Wells 4, 5 and 6, equaling to 11-13°C, is the result of oil influx from the depths occurring no more than 300m lower than the tested interval.

The initial difference in temperatures between the wells having considerable oil influx and those having inconsiderable influx amounted to 10-12°C in wells from the same well pad. As the oil flow rate reduced, in the process of well operations, both the measured temperature values and their difference were decreasing too.

The presented temperature data from the flowing exploration and production wells indicated that there is some influx of heated oil from deep seated deposits coming through the network of open subvertical fault lines.

Fig.5 presents the dynamics of formation pressure at a number of exploration wells which were flowing during the primary well tests. Further on, part of the wells were used as producers and one well was used as an observation well. The distance between the wells was 5 ÷ 15 km.

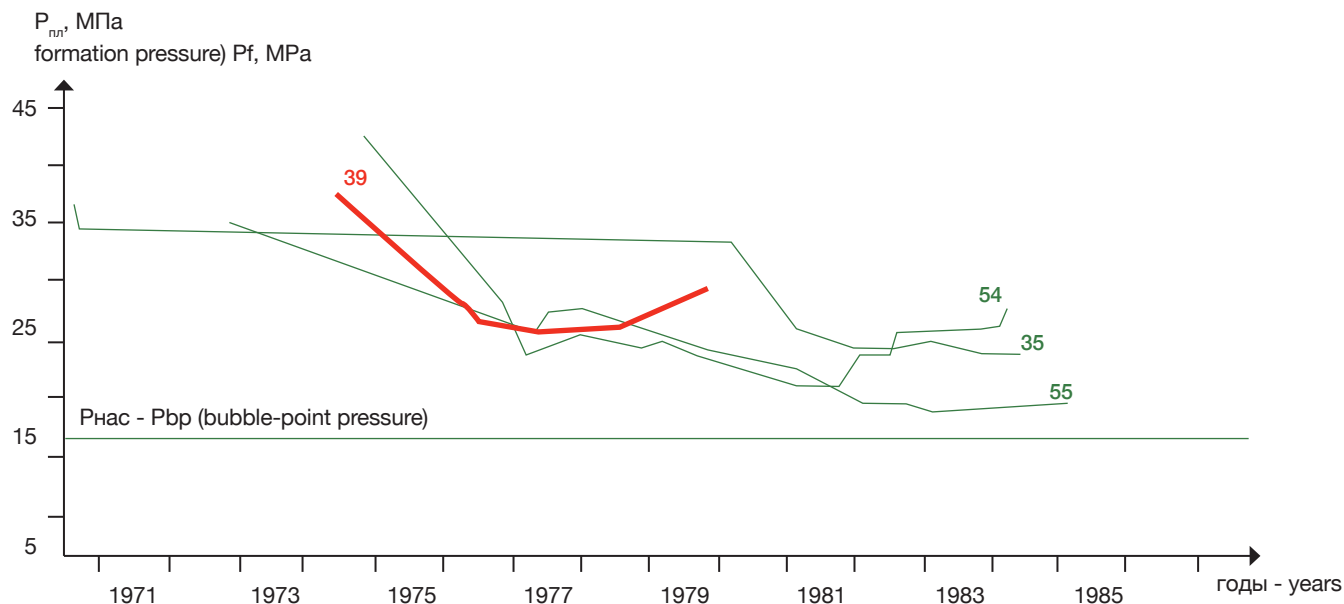


Рис. 5: Динамика пластового давления (39 – наблюдательная скважина)

Fig. 5: Formation pressure dynamics (Well 39 is observation well)

На рис.5 показана динамика пластового давления по ряду разведочных скважин, которые при первичном испытании фонтанировали нефтью. В дальнейшем часть скважин использовали в качестве добывающих и одну как наблюдательную. Расстояние между скважинами 5÷15 км. Начальное снижение давления в наблюдательной скважине обусловлено отбором нефти из добывающих скважин. Затем в зоне расположения этой скважины стал доминировать напор флюидов снизу. Что привело сначала к постоянству, а затем к возрастанию пластового давления.

Синхронное снижение пластового давления в добывающих и контрольной скважинах в начальной стадии добычи нефти, данные об изменениях температуры подтверждают надёжную гидравлическую взаимосвязь по площади и разрезу между разными участками территории и указывают на возможный большой этаж нефтеносности. Взаимосвязь обусловлена существованием единой гидродинамической системы в сети открытых нарушений сплошности в отложениях тюменской свиты (юра) и фундамента. Об этом также свидетельствуют результаты гидропрослушивания: импульс давления проходил расстояние между скв. 4 и 5 (рис.4) менее, чем за 15 мин.

Анализ результатов испытаний 355 объектов в поисково-разведочных скважинах показал следующее. Только 31 объект (8,7 %) представляли сугубо породы баженовской свиты. 71 объект (20 %) – породы, залегающие ниже отложений абалакской

The initial pressure drawdown at the observation well was determined from the producing wells. Thereafter, the fluid head flow from beneath started to dominate in the well location area. Initially, this caused the consistent, and later, the increment in the formation pressure.

The synchronous drawdown of the formation pressure in the producing and observation wells, at the initial stage of oil production and in the temperature fluctuations confirmed a reliable hydraulic correlation between the different sections of the area and pointed to a probable large composite oil net thickness. This correlation is determined by the existence of a unified hydrodynamic system in the network of open fault lines in the deposits of the Tyumen suite (Jurassic period) and the basement. This was also confirmed by the well testing results: the pressure impulse was covering the distance between Wells 4 and 5 (Fig.4) in less than 15 minutes.

The analysis of testing results on 355 exploratory wells revealed the following picture. Only 31 targets (8.7%) represented pure Bazhenov suite rocks. 71 targets (20%) had rocks occurring lower than the deposits of the Abalak suite. The rest of the targets had mixture of Bazhenov suite and the overlying cretaceous, or underlying Pre-Jurassic deposits; or with both kinds of these deposits simultaneously. No oil influx identification was carried out and it makes no sense to attribute the influx to the Bazhenov suite rocks specifically.

It should be also taken into consideration that when stimulating inflows from intergranular reservoirs, with limited thickness, the intervals of oil inflow are directly confined to the tested intervals. When testing fractured

свиты. Остальные объекты относились к совместным испытаниям баженовской свиты с вышележащими меловыми, или с нижележащими юрскими и доюрскими, или и с теми и другими отложениями одновременно. Выявление мест поступления нефти в ствол скважин не проводилось и отнесение притоков только к породам баженовской свиты не имеет под собой оснований.

Следует также принимать во внимание, что при вызове притока из межзерновых коллекторов, толщина которых всегда ограниченная, интервалы поступления нефти в скважину приурочены непосредственно к интервалам испытания. При испытании трещинных коллекторов интервалы поступления нефти в скважину соответствуют зонам пересечения стволом открытых субвертикальных нарушений сплошности, по сети которых пластовый флюид поступает из удаленных по глубине отложений.

На Рис.6 представлена схема испытаний на приток отдельных скважин. Все они фонтанирующие и подобраны с расчетом охвата максимального диапазона глубин. Данные подтверждают, что этаж нефтеносности действительно составляет не менее 300 м.

Результаты испытаний на приток пластового флюида многочисленных поисково-разведочных скважин характеризуют не «баженовскую нефть» и указывают не на залежи нефти в баженовской свите, а свидетельствуют о нефтеносности отложений, залегающих под отложениями баженовской и абалакской свит в диапазоне глубин не менее 300 м по разрезу на рассматриваемой территории.

Источник нефти

В упомянутых выше моделях коллектора наличие нефти в каждой из них обуславливается доминирующей ролью пород, обогащённых органическим веществом (нефтематеринская порода). И на вопрос: «Откуда взялась нефть?» обычно ссылаются на так называемый «автофлюидоразрыв». Логика рассуждений следующая: при достижении температур главной фазы нефтеобразования вследствие усиленной генерации углеводородов из нефтематеринской породы происходит её разрыв и интенсивное образование горизонтальных трещин; из-за особенностей строения отложений баженовской свиты нефть из неё не удаляется, скапливается внутри разрывов и образует аномально высокое давление. Из подобных теоретизирований делается вывод, что породы свиты одновременно являются генератором нефти и ёмкостью для неё.

reservoirs, the intervals of oil inflow correspond to the zones of intersection between the borehole and subvertical fault lines, whose network delivers fluids from deep seated deposits.

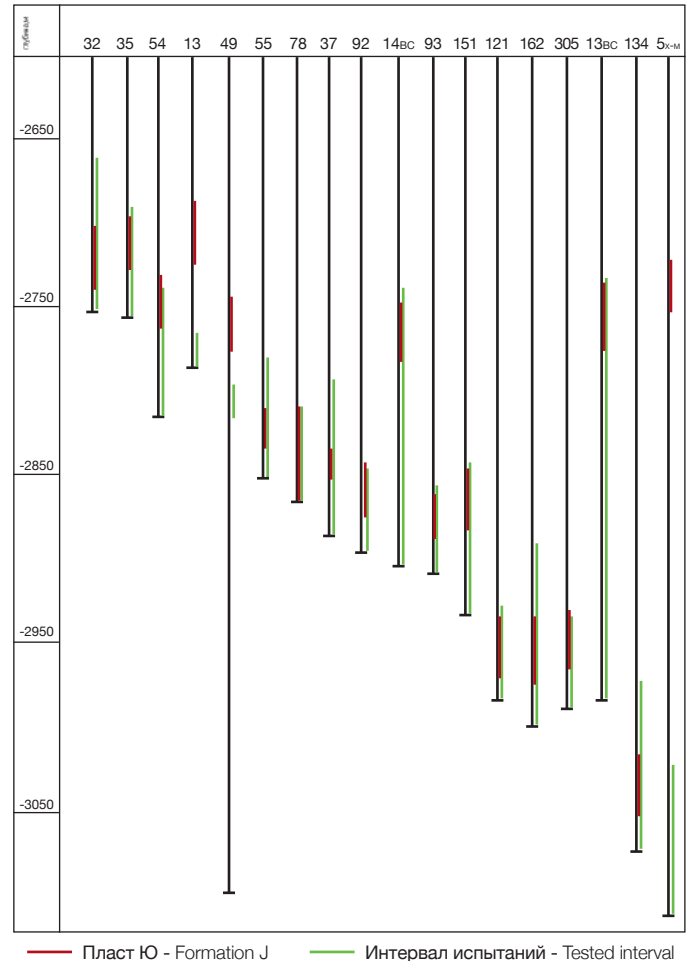


Рис. 6: Схема испытания поисково-разведочных скважин
Fig. 6: Exploratory wells test pattern

Fig.6 presents a schematic diagram of the inflow test carried out at certain wells. All of them were injection wells and were selected with a view to cover the maximum range of depths. The data confirm that the composite oil net thickness is not less than 300m.

The results of the formation fluid inflow tests at multiple exploratory wells speak of not Bazhenov oil and they even suggest they are not oil deposits in the Bazhenov suite, but rather speak for oil bearing capacity of deposits occurring under the deposits of the Bazhenov and Abalak suites, in the range of not less than 300m vertically in the area under consideration.

The Source of Oil

The presence of oil in each of the above mentioned reservoir models is determined by the dominating role

Относительно таких умозаключений отметим следующее. Разрыв горной породы, если он происходит, имеет субвертикальное направление. Это обусловлено тем, что в условиях естественного залегания горизонтальная составляющая напряжённого состояния пород всегда меньше вертикальной составляющей. При ограниченной толщине пласта трещина разрыва прорвёт пласт и сгенерированные углеводороды его покинут. Кроме того, не детализируются те особенности строения пород баженовской свиты, из-за которых собственно нефть и не может их покинуть.

В этой связи обратим внимание на то, что термин «нефтематеринская порода» и его содержание используется геологами и геохимиками с целью хоть как бы объяснить происхождение углеводородов. Гипотетически предполагается, что нефтематеринская порода – это только осадочная порода – способна в определенных термодинамических условиях выделять свободные углеводороды, образующиеся в процессе диа- и катагенетических преобразований заключённого в ней рассеянного органического вещества. Хотя гипотезе биогенного происхождения углеводородов не один десяток лет, убедительных доказательств её достоверности до сих пор не получено. И если для толщ осадочных пород адепты органической гипотезы безапелляционно считают только её источником залежей нефти и газа, то они же впадают в ступор и не в состоянии разумно объяснить происхождение нефти и её аккумуляцию в магматических породах. Например, в гранитах месторождения Оймаша (Казахстан) или в аналогичных породах ряда месторождений шельфа Вьетнама (Белый Тигр и др.). «Автофлюидоразрыв» – наглядная демонстрация подхода, оторванного от реалий.

В этой же связи обращают на себя внимание следующие факты. На термальных полях вулкана Узон (Камчатка) наблюдались выделения нефти различного цвета и типа [4], на островах Итуруп и Кунашир (Южные Курилы) из термальных источников зафиксировано газирование метаном с примесью этана [1]. В описанных случаях это происходит в кальдере или вблизи до конца непотухших вулканов, в недрах которых температура и сейчас не менее 500 °C [6]. При таких температурах органическое вещество будет не переработано в углеводороды, а полностью выжжено.

«Нефтематеринская порода» – это шторы, добровольно надетые на глаза и не дающие возможности геологам отойти от стереотипов в поиске и разведке месторождений углеводородов.

of the rocks enriched in organic matter (source rock). And when answering the question: “Where did oil come from?” one usually refers to the so called “formation fluid auto-fracturing”. The logic of such reasoning is the following: when the temperature of the main oil formation phase is achieved, due to enhanced hydrocarbon generation from the oil source rock, it bursts and horizontal fissures form up; and due to the Bazhenov suite structure oil does not move off but accumulates inside the faults and the abnormally high pressure then builds up. Such theorizing results in conclusions that the rocks of this suite are oil source and oil container at the same time.

We can note the following regarding such reasoning. Rock bursting, if it takes place, has subvertical direction. This is determined by the fact that the horizontal component of the rock state of stress is always lower than that of the vertical component. Due to limited thickness of a formation, the tension crack would break through the formation and the hydrocarbons generated there would leave it. Besides, no details have been given for those features of the Bazhenov suite structure which just prevent oil from leaving it.

In this context, we should take note of the fact that the term “source rock” and its meaning have been used by geologists and geochemists with a view to somehow explain the origin of hydrocarbons. Hypothetically it is suggested that the source rock – and it is just sedimentary rock – is capable, in certain thermodynamic conditions, of releasing free hydrocarbons that had been formed in the process of the diagenetic and catagenetic alterations of the dispersed organic matter confined in it. Although the hypothesis of biogenic origin of hydrocarbons counts not a single score of years, it has not obtained any compelling evidence of its reliability this far. And as the adepts of the organic origin hypothesis consider the thickness of sedimentary rocks a source of oil and gas, they have brain freeze and cannot reasonably explain the origin of oil and its accumulation in magmatics. For instance, in the granites of the Oymasha field (Kazakhstan) or similar rocks of a number of fields in Vietnam (The White Tiger etc.). “Formation fluid autofracturing” is a vivid example of an approach detached from reality.

In this connection, the following facts come under notice. In rush of oil of different types and colour were observed in the thermal fields of the Uzon volcano (Kamchatka) [4], methane aeration from hot springs, with an ethane admixture, was recorded in the islands of Iturup and Kunashir (Southern Kuril Islands) [1]. In the above mentioned cases, this happens in the caldera or near smoldering volcanos, whose subsurface temperature is not less than 500 °C even now [6]. The organic matter

И в этом отношении баженовская свита поучительный пример научной слепоты.

Результаты испытаний однозначно свидетельствуют, что баженовская свита вообще не имеет никакого отношения к образованию нефти, её скоплению в породах свиты и к нефтеносности нижележащих отложений. Нефтеносность последних и скопление нефти обусловлены подтоком углеводородов из глубины недр по сети нарушений сплошности пород. Отдельные разрывы сплошности прорываются в отложения баженовской свиты и поступающая по ним нефть в некоторых скважинах ошибочно принимается за нефтеносность самой свиты.

Предназначение баженовской свиты

Роль баженовской свиты в разрезе принципиально иная. Отложения свиты вместе с глинами нижележащей абалакской свиты и с вышележащими глинами мелового возраста являются тем слоистым флюидоупором (покрышкой), который пока что сдерживает мощный напор нефти, поступающей из глубины недр. И именно кремнисто-глинисто-карбонатные породы баженовской свиты играют главную роль в покрышке за счёт повышенной пластичности относительно вмещающих отложений. Горная порода с такими свойствами не может служить ёмкостью для углеводородов и не является таковой в данном конкретном случае.

Аналогичная ситуация была ранее выявлена автором в другом регионе. Рис.7 иллюстрирует геофизические характеристики толщи пород, залегающих над зонами аномально высокого давления в разрезах двух скважин. По одной из скважин демонстрируется разрез баженовской свиты, вторая скважина не имеет отношения к Западной Сибири. Однако схожесть характеристик бросается в глаза с первого взгляда.

Минералогический и литологический состав пород идентичен в разрезах обоих участков: это кремнисто-глинисто-карбонатные толщи с повышенным содержанием органики. Последнее, вероятно, обеспечивает относительно высокую пластичность таких толщ. Что, в свою очередь, обуславливает их роль в качестве надёжных флюидоупоров.

Под покрышками в обоих случаях существуют зоны аномально высокого пластового и порового давлений, развитая система разрывов сплошности, заполнение разрывов нефтью. Объёмы запасов последней, по самым осторожным подсчётам, исчисляются внушительными величинами (не менее, чем несколькими миллиардами кубометров).

under such temperatures would not be converted into hydrocarbons but burnt out completely.

“Source rock” is just a blinker voluntarily put onto eyes, and does not giving geologists any chance to move away from stereotypes in prospecting hydrocarbon fields. And the Bazhenov suite, in this sense, is a cautionary example of scientific blindness.

The testing results clearly indicate that the Bazhenov suite has no relation to oil generation, nor has it relation to its accumulation in the rocks of the suite, nor to the oil bearing capacity of underlying deposits. The oil-bearing capacity of the latter and its oil accumulation are determined by the inflow of hydrocarbons through the network of fault lines. Separate fault lines break through into the deposits of the Bazhenov suite and the oil coming through them into some wells is erroneously taken for oil bearing capacity of the suite itself.

The Bazhenov Suite Destination

The role of the Bazhenov suite is fundamentally different in the cross-section. The deposits of the suite, alongside the shales of the underlying Abalak suite and the overlying clays of the Cretaceous period, are a stratified fluid seal so far holding that powerful, deep underground, static head. And it is carbonaceous-siliceous-argillaceous rocks of the Bazhenov suite that play the main role in the seal due to its higher plasticity compared with the host rock deposits. Rocks that have such properties cannot serve as containers for hydrocarbons and they do not in this particular case.

A similar situation was previously discovered by the author in a different region. Fig.7 demonstrates geophysical characteristics of the rock mass occurring under abnormally high-pressure zones in the cross-sections of two wells. In one of them, a cross-section of the Bazhenov suite is presented, while the second well has nothing to do with the West Siberia. However, the similarity of characteristics catches the eye.

The mineral and lithological composition of the rocks is identical in the cross-sections of both zones: it is a carbonaceous-siliceous-argillaceous thickness with a high content of organic matter. The latter, apparently, provide relatively high plasticity of the rock masses. Which, in turn, determined their role as reliable fluid seals.

In the both cases, zones with abnormally high formation and porewater pressure are under the seals, with the developed system of fault lines filled with oil. The reserve volumes of the latter, according to very cautious estimations, are of considerable values (not less than several billion cubic meters).

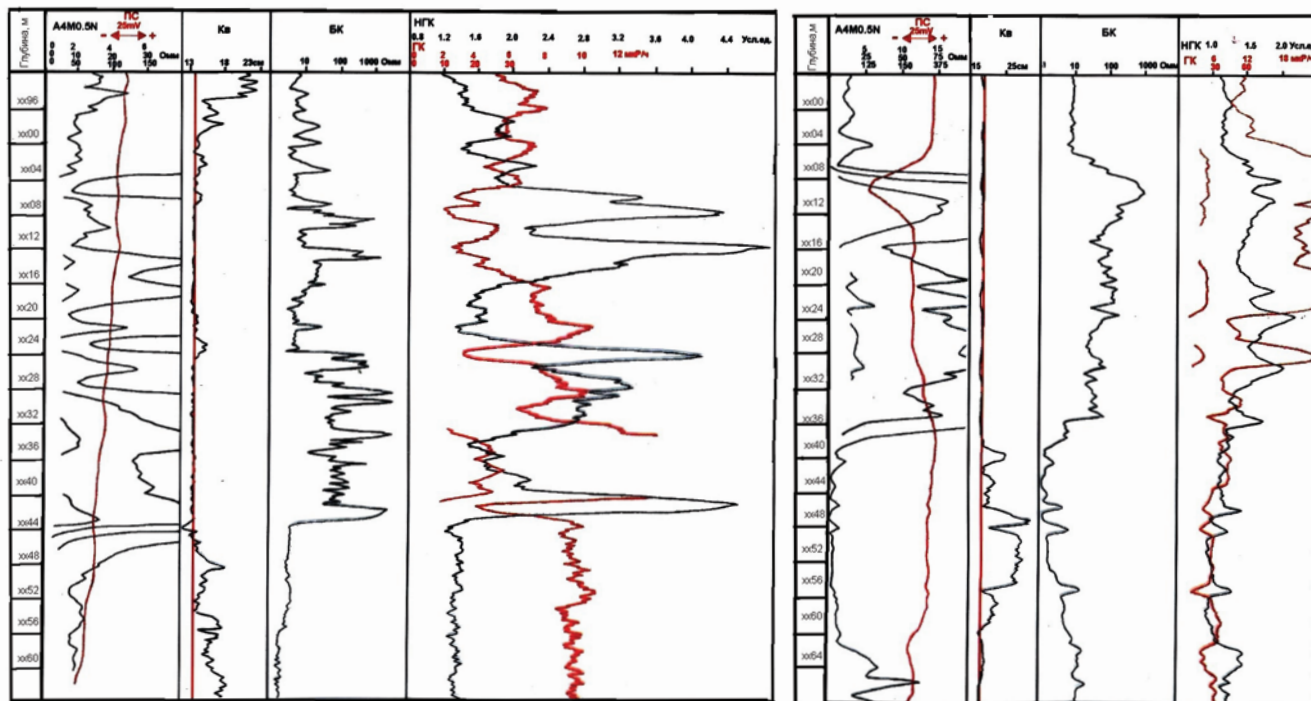


Рис. 7: Геофизические характеристики пород над зонами аномально высокого пластового и порового давлений

Fig. 7: Geophysical characteristics of rocks above the areas of the abnormally high formation and porewater pressure

Не исключено, что минералогический и литологический состав пород указанных флюидоупоров является новым типом покрышки для залежей углеводородов. И, возможно, может рассматриваться в качестве поискового признака вероятных скоплений нефти и газа.

Запасы нефти

Каковы запасы нефти? Минимизируя параметры расчёта, но принимая во внимание немалую площадь и изрядный этаж нефтеносности, даже при крайне незначительной пористости, запасы нефти составят не менее 6 млрд м³. Особенность структуры объекта предопределяет полную извлекаемость запасов. Аномально высокое пластовое давление и большая разница между пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом обеспечат длительный период фонтанной добычи. Причём это первичное скопление нефти остаётся до конца неразведанным и имеются реальные предпосылки увеличения запасов. Информация, имеющаяся у автора, позволяет оценить оптимальный объём запасов ~9 млрд м³, возможный максимум ~20 млрд м³.

Для окончательного понимания и осознания ситуации потребуются дополнительно решить две сугубо практические задачи и два сугубо научных вопроса. Каждая компания, которая займётся не получением кратковременного притока из отдельных скважин, как это имеет место в настоящее время, а добычей нефти и разработкой, обязательно

It is not ruled out that the mineral and lithological composition of the rocks in the mentioned seals represent a new type of seal for accumulation hydrocarbons. And, possibly, it can be considered as a prospecting guide for probable accumulations of oil and gas.

Oil Reserves

So, how much oil do we have in reserves?

Keeping it to a minimum of the calculation parameters but taking into account a considerable area and the significant composite oil net thickness, even when considering the pretty low porosity, the oil reserves would amount to not less than 6 bln. m³. The structural feature of the target determines the full recovery efficiency of its reserves. The abnormally high formation pressure and the difference between the formation pressure and bubblepoint pressure would provide a prolonged period of natural lift. What is more, this primary accumulation of oil continues to be underexplored and the conditions are there to increase oil stock reserves. The information possessed by the author makes it possible to estimate the optimum size of reserves as circa 9 bln. m³, the possible maximum reserves may be about 20 bln. m³.

To eventually understand and realize the situation it is necessary to additionally complete two purely practical tasks and solve two purely scientific problems. Each company that would care not for obtaining a short-term inflow from separate wells, as it takes place presently,

столкнётся с острой необходимостью решения практических задач. Если же практические задачи будут решены, то, вполне возможно, будут решены и научные проблемы или к их решению удастся продвинуться.

Заключение

В недрах России имеет место редчайший феномен:

(1) на определённой территории отложения ниже баженовской свиты разбиты субвертикальными нарушениями сплошности, образующими взаимосвязанную гидродинамическую систему, заполненную нефтью при аномально высоком давлении;

(2) площадь нефтяного скопления контролируется единым фактором и остаётся полностью ещё не разведанной;

(3) объём запасов нефти в разведанной части скопления не менее 6 миллиардов кубометров;

(4) отложения баженовской свиты выполняют роль основного флюидопора для нижележащей гидродинамической системы, не являются генератором нефти и ёмкостью для неё.

Другими словами – в центре страны, в регионе с развитой инфраструктурой существует скопление нефти невиданное по объёму запасов (предполагается, крупнейшее в мире). Аналогичное скопление нефти существует также и в другом регионе страны.

Литература

1. Дуничев В.М. Вулканизм Большой Курильской дуги. М. Недра, 1983. 117 с.
2. Зорина С. «Газпром нефть» реализует технологическую стратегию разработки нетрадиционных запасов. ROGTEC, 2015, вып. 41. С. 52–59.
3. Карев В.И., Коваленко Ю.Ф., Негомедзянов В.Р., Харламов К.Н. Исследование и прогнозирование устойчивости горных пород в горизонтальных скважинах баженовских отложений, бурящихся в условиях депрессии. Технологии ТЭК, 2004, № 5, с. 18–23.
4. Карпов Г.А. В кальдере вулкана. М. Наука, 1980. 94 с.
5. Лимбергер Ю.А. Трещинные коллекторы: выделение и изучение в разрезах скважин. Oil & Gas Journal Russia, 2008, № 4, с. 18–26.
6. Мархинин Е.К., Стратула Д.С. Гидротермы Курильских островов. М. Наука, 1977. 212 с.
7. Саранча А.В., Гарина В.В., Митрофанов Д.А., Саранча И.С. Разработка баженовской свиты на Ульяновском месторождении. Фундаментальные исследования, 2015. № 2–11, с. 2356–2359.
8. Чирков В.Л., Сонич В.П. Степень геологической изученности баженовской свиты на территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз». //www.ncintech.ru/files/28-09-2010/1-prsnt-chirkov.pdf.

but for oil production and development, shall inevitably run into burning need of completing the practical tasks. However, after all the practical tasks have been completed, it is quite possible that the scientific problems may be resolved or their solution may be sooner approached.

Conclusion

A most singular phenomenon finds its place in the interior of Russia:

(1) deposits of a particular area, located under the Bazhenov suite are divided by subvertical fault lines, making up an interconnected hydrodynamic system, filled with oil under abnormally high pressure;

(2) the area of oil accumulation is controlled by a single factor and continues to be underexplored;

(3) the volume of oil reserves in the explored part of the accumulation is not less than 6 billion cubic meters;

(4) the deposits of the Bazhenov suite play role in the basic fluid seal for the underlying hydrodynamic system, they are not an oil source or container for it.

In other words, there is oil accumulation in the center of the country, in the region with developed infrastructure, which is unprecedented by its reserves (it is supposed to be the largest in the world). A similar oil accumulation is available in another part of the country as well.

References

1. V.M. Dounichev «Volcanism of the Greater Kuril Ridge». M. "Nedra" publishing house, 1983. 117 pp.
2. S. Zorina "Gazprom Neft Implements Technology Strategy for Development of Non-conventional Reserves. ROGTEC, 2015, Issue 41. pp. 52–59.
3. V.I. Karev, Y.F. Kovalenko, V.R. Negomedzyanov, K.N. Kharlamov. "Research and Prediction of Rock Stability in the Bazhenov Horizontal Wells Drilled Underbalanced". FEC Technologies, 2004, № 5, pp. 18–23.
4. G.A. Karpov. In the Caldera of a Volcano. M. "Science", 1980. 94 pp.
5. Y.A. Limberger Fractured Reservoirs: delineation and study using well logs. Oil & Gas Journal Russia, 2008, № 4, pp. 18–26.
6. E.K. Markhinin, D.S. Stratula. Thermal springs of the Kuril Islands. M. "Science", 1977. 212 pp.
7. A.V. Sarancha, V.V. Garina, D.A. Mitrofanov, I.S. Sarancha "Development of the Bazhenov Suite at the Ulyanovsk Field. Fundamental Research, 2015. № 2–11, p. 2356–2359.
8. V.L. Chirkov, V.P. Sonich Degree of Geological Knowledge of the Bazhenov Suite in the "Surgutneftegaz" JSC Operations Area. //www.ncintech.ru/files/28-09-2010/1-prsntchirkov.pdf.