

Разработанные литолого-геофизические модели русловых фаций в сочетании с геометрией песчаных тел и их территориальным распространением рекомендуется использовать при диагностике условий формирования терригенных толщ и построении детальных литолого-фациальных карт (рис. 11).

Примененный комплексный литолого-геофизический подход к изучению продуктивных отложений, а также проведенные исследования заложили основу для проведения более детальных работ по изучению распространения песчаных тел, обладающих наилучшими коллекторскими свойствами, что с учетом фильтрационно-емкостных характеристик песчаников можно в дальнейшем использовать для построения карт распространения коллекторов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. — М.: Недра, 1984. — 260 с.
2. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы / Т.И. Гурова, Л.С. Чернова, В.Н. Богданова и др. — М.: Недра, 1988. — 254 с.
3. Ежова А.В., Тен Т.Г. Литология нефтегазоносных толщ. Томск: Изд-во ТПУ, 2002. — 112 с.

УДК 551.8.553.98 (571.16)

LITHO-GENETIC TYPES OF FLUVIAL FACIES OF JURASSIC PERIOD IN CONJUNCTION ZONE OF PUDINSKY MEGABAR AND NYROLSKAJA DEPRESSION (TOMSK REGION)

N.M. NEDOLIVKO

Major facies complexes of late-middle Jurassic continental sedimentation were considered, and those which are more favourable in the formation of sand body reservoirs, widely developed in the south-east Ny-rolski basin (SE West Siberian plate). The litho-geophysic, granulometric and petrographic investigations identified the features of fluvial sedimentation of different genesis; defined litho-genetic rock types formed in the intensive, straight and limited meander-typed river channels of mountain plains. Described litho-geophysic models of fluvial facies in combination with sandbody geometry may be used in genetic investigation of terrigenous strata and in modelling detailed lithic facies maps.

НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ СОКРАЩЕНИЯ СРОКОВ ОКУПАЕМОСТИ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ, ЗАТРАЧЕННЫХ НА ПРОВЕДЕНИЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

В.Е. ПЕШКОВ, М.А. ГОРОДНИКОВ, В.М. ИЗОТОВ, А.С. ИВЛЕВА, И.В. ПЕШКОВ, Д.А. ИВЛЕВ

В статье научно обоснована возможность сокращения количества оценочных скважин, бурящихся с целью получения информации необходимой для обоснования кондиций и подсчёта запасов углеводородного сырья. Эта возможность обосновывается

Эта возможность обосновывается повышением информативности геологоразведочных работ за счёт интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин с использованием программного продукта, разработанного в ДП ТО СНИИГГиМС. Эта методика позволяет получить полный комплект гидродинамических параметров, необходимых для подсчёта запасов и гидродинамического моделирования разработки месторождений с их оценкой в межскважинном пространстве даже при наличии данных по одной дискретной точке. Такой подход обеспечивает вести разведку на подтверждение параметров в различных зонах, а не для выявления их.

Полученное теоретическое обоснование подтверждено достаточно убедительным набором практических примеров, изложенных в сжатой форме.

Добыча полезных ископаемых из недр страны требует постоянного поддержания уровня подготовленных запасов, следовательно, открытые и подготовленные к разработке месторождения, имеют высокую потребительскую стоимость, о чем свидетельствуют результаты Валовой национальной доход Российской Федерации на 70–80 % [1] формируется за счет реализации минерально-сырьевых ресурсов и продуктов полученных из них аукционов по продаже нефтяных месторождений.

Эти торги показали, что стоимость тонны разведанных и утвержденных в ГКЗ запасов нефти по промышленным категориям даже на небольших месторождениях, где объем запасов по категориям C_1+C_2 составляет 1,5–2,0 млн тонн, достигает 10 % от мировой цены на нефть. Таким образом, продукция предприятий, занимающихся геологоразведочными работами, не только имеет потребительскую цену, но и рыночная цена обеспечивает высокую рентабельность геологоразведочных работ, а научные исследования, направленные на разработку эффективных методов, позволяющих скорректировать затраты на проведение геологоразведочных работ, так же должны будут востребованы недропользователями.

Одной из научных разработок, направленных на снижение затрат при проведении поисково-оценочных работ на нефть и газ, является методика подсчета запасов по результатам гидродинамических исследований скважин, которая позволяет сократить количество скважин, бурящихся на месторождении для оценки запасов нефти и газа, за счет повышения уровня информативности геологоразведочных работ.

Программный пакет, разработанный в ДП ТО СНИИГГиМС, позволяет определять следующие гидродинамические параметры:

- гидропроводность пласта $\varepsilon = kh/\mu$, мкм²см /мПа.сек (Д см/Спз);
- пьезопроводность пласта χ – см²/сек;
- радиус воронки депрессии R_k , см
- приведенный радиус скважины r_n , см
- емкостной параметр – вертикальную гидродинамическую плотность запасов Π , м.

Гидродинамическая плотность определяется по каждой скважине, в которой испытывался продуктивный пласт, и в процессе испытания были проведены исследования методом установившихся или псевдоустановившихся отборов (прослеживание уровня).

При достаточной плотности сетки скважин (эксплуатационное бурение) по скважинам строится карта равных приведенных плотностей запасов. Полученная плотность запасов приводится на всю эффективную нефтенасыщенную толщину пласта ($H_{эф}$), если интервал перфорации вскрывает лишь какую-то часть её ($h_{эф}$):

$$\Pi_{гп} = \Pi_{гх} H_{эф}/h_{эф}. \quad (1)$$

Геометризация недр в этом случае производится путем построения карт равных плотностей запасов. Таким образом, был произведен подсчет запасов по Мохтиковскому, Верхне-Коликъёганскому, Южному, Герасимовскому, Аригольскому, Федюшкинскому, Южно-Охтеурскому, Столбовому, Болтному, Гураринскому, Мыльджинскому, Казанскому и Северо-Васюганскому месторождениям. (табл. 1, 2). Погрешность при определении запасов определялась по формуле:

$$\Delta = 2(Q_v - Q_n)/Q_v - Q_n \quad (2)$$

где Q_v – геологические запасы, подсчитанные объемным методом; Q_n – геологические запасы, подсчитанные по гидродинамическим плотностям.

В приведенных примерах погрешность определения геологических запасов по категориям C_1+C_2 составила 0,2–2,0 %.

Таблица 1. Сопоставление результатов подсчета геологических запасов нефти, определенных объемным методом и по гидродинамическим параметрам, определенных по программе ДП ТО СНИИГГиМС

Месторождение	Индекс пласта	Категория запасов	Предприятие исполнитель	Погрешность расчеты объемным методом и по гидродинамической плотности, Д.ед.
1	2	3	4	7
1. Мохтиковское	Ю ₁ ¹	C ₁ +C ₂	АО «Томскнефть»	-0.0127
2. Верхне-Коликъёганское (варынская залежь)	Б ₁₃ ¹	C ₁ +C ₂	ГПП «Мегионнефтегазгеология» (оперативный подсчет)	-0.008
3. Южное.	Ю ₁ ²⁺³	C ₁ +C ₂	ГПП «Мегионнефтегазгеология»	0.09
4. Герасимовское.	М (к. в.)	C ₁ +C ₂	АО «Томскнефть»	0.23
5. Аригольское	Ю ₁ ¹	C ₁ +C ₂	АООТ «Мегион НГГ»	-0.78
6. Федюшкинское	Ю ₁ ¹ + Баж.	C ₁ +C ₂	ПГО «Томскнефте-газгеология»	-0.14
7. Южно-Охтеурское	Ю ₁ ¹	C ₁ +C ₂	ПГО «Томскнефте газгеология»	0.25
8. Болтное	Ю ₁ ¹ Ю ₁ ²	C ₁ +C ₂	ПГО «Томскнефте газгеология»	-0,25
9. Гураринское	Б ₉ , Б ₁₀ ¹ , Б ₁₁ , Б ₁₂ ¹	C ₁ +C ₂	ПГО «Томскнефте газгеология»	-0,29

Наиболее эффективен этот метод при оценке запасов углеводородного сырья по категориям C_1+C_2 после открытия месторождения первой скважиной.

Внешний и внутренний контур отстраиваются по абсолютным отметкам нижнего отверстия перфорации на структурных картах по кровле и подошве пласта.

По установленным зависимостям гидропроводности от напряженности пласта и пьезопроводности от гидропроводности пласта, которая для пласта Ю₁, на территории Томской области и Восточной части Тюменской области, описывается уравнениями прямой:

$$\text{Ln} \varepsilon' = 0,42 \times \text{Ln} W + A \quad (3)$$

$$\ln \chi = 0,96 \times \ln \epsilon' + a \tag{4}$$

Где ϵ' – гидропроводность пласта, определяемая по результатам испытания скважины на притоке, Дсм/СПз;
 χ – пьезопроводность пласта, см₂/сек; W – величина напряжённости в условных единицах; A, a – свободные члены.

Таблица 2. Сопоставление результатов подсчета геологических запасов газа, определенных объемным методом и по гидродинамическим параметрам, определенных по программе ДП ТО СНИИГГиМС

Месторождение	Индекс пласта	Категория запасов	Предприятие исполнитель	Погрешность расчёта по объёмным методом и по гидродинамическим плотностям д.ед.
1.Мыльджинское	Ю ₁ ³⁻⁴	B+C ₁	Томск НИПИ нефть	-0,19
2.Северо-Васюганское	Ю ₁	B+C ₁	Новосибирск ТГУ	0,11
3.Казанское	Ю ₁ +Ю ₃ +Ю ₄	C ₁ +C ₂	Новосибирск ТГУ	-0,06 0,2

Зная значение пьезопроводности, гидропроводности и напряженности в одной дискретной точке, по этому уравнению определяем значение свободного члена и получаем уравнения для исследуемого месторождения.

График логарифмической зависимости гидропроводности и напряжения горных пород, пьезопроводности и гидрорпроводности по скважинам группы месторождений Томской и восточной части Тюменской областей показаны на рис. 1, 2.

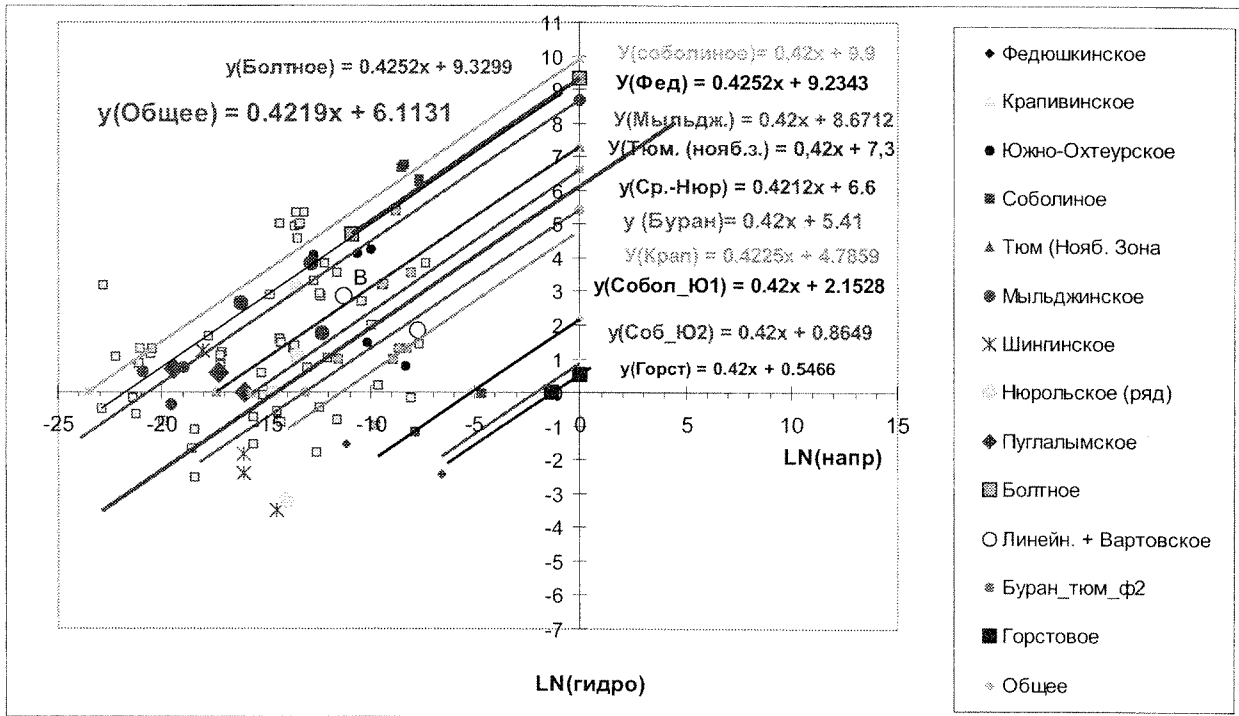


Рис. 1. График логарифмической зависимости напряжения и гидропроводности по скважинам группы месторождений

Напряженность в каждой точке пласта рассчитывается по массиву горизонтов для кровли и подошвы продуктивного пласта или по поверхностям ближайших отражающих горизонтов к кровле и подошве пласта.

По массивам гридов гидропроводности и пьезопроводности строим массив плотностей запасов для нефтяных месторождений:

$$P_1 = m h k_{кн} \underline{\epsilon} / \chi \times \beta \text{ж} \tag{5}$$

И для газовых месторождений:

$$P_1 = F \times m h K_{кн} \times f \times (P_{нач} \times \alpha_{нач} - P_{к} \times \alpha_{к}) \tag{6}$$

Расчет грида плотностей запасов по Мыльджинскому месторождению показан на рис. 1.

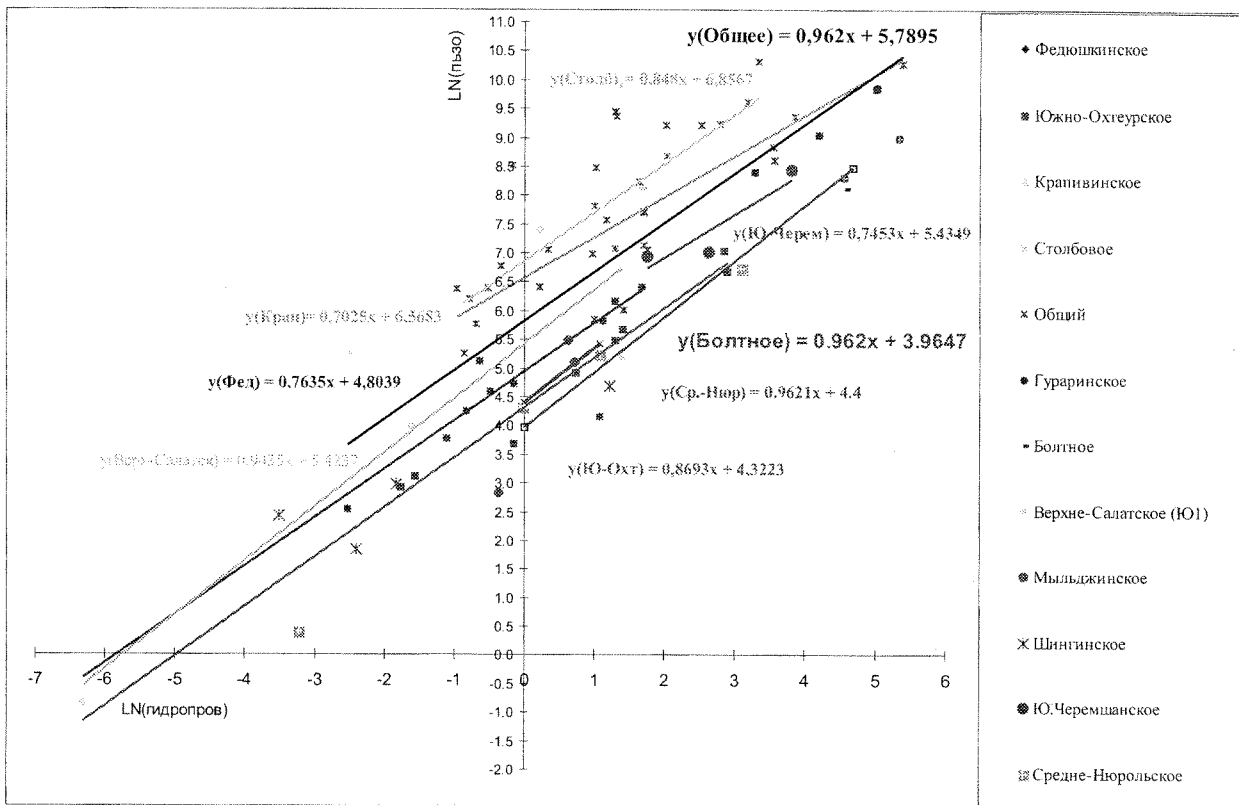


Рис. 2. График логарифмической зависимости гидропроводности от пьезопроводности по скважинам группы месторождений

Объем порового пространства пласта занятого УВ сырьём будет равен:

$$V = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} \Pi_{in}}{n} * S_1 + \frac{\sum_{i=1}^{i=m} \Pi_{im}}{2 * m} * S_2 \quad (7)$$

где S_1 – площадь внутреннего контура нефтегазоносности; S_2 – площадь водоплавающей части; Π_{in} – значение плотностей запасов во внутреннем контуре; Π_{im} – значение плотностей запасов на водоплавающей зоне.

При проведении пробной эксплуатации поисковых скважин, вскрывших небольшие гидродинамически экранированные залежи, предлагаемый метод подсчета запасов по результатам гидродинамических исследований, является единственным высокоточным способом определения запасов в залежи.

Главным признаком, свидетельствующим об ограниченности залежи, является падение давления в процессе пробной эксплуатации скважины. При фиксированном факта падения пластового давления необходимо повысить достоверность замеров (объемным методом) качества добываемой нефти и тщательно фиксировать накопленную добычу в период между замерами текущего пластового давления. По этим замерам определяется темп падения давления, характеризуемый коэффициентом падения давления, равным:

$$K_n = \Delta P_{пл} / \Delta Q \quad (8)$$

где $\Delta P_{пл}$ – величина падения пластового давления за время, в течении которого отобран объем жидкости в пластовых условиях ΔQ (m^3), который определяется путем умножения накопленной добычи, замеренной на поверхности объемным методом, на коэффициент усадки.

Начальный объем запасов нефти (m_3), определенный по методу падения давления, определяется по формуле: [2]:

$$V_0 = 1 / K_n \beta_x \quad (9)$$

где β_x – объем жидкости, определяемый по результатам физических исследований глубинных проб.

При ограниченном объеме пласта так же определяется радиус контура питания, равный осредненному радиусу (R_k) – ёмкости пласта насыщенной флюидом [3]. Для этого используются результаты исследований методом КВД. Известны способы определения R_k [4] по перелому или уменьшению гидропроводности по КВД, построенной в виде преобразованного графика. Нами рекомендуется для этого дифференциальный метод Чарного и Умрихина, координаты точек при котором рассчитаны с использованием программного продукта ДП ТО СНИИГГиМС "Баланс-Гидродинамик", который позволяет определить среднюю гидропроводность пласта для каждой дискретной точки, соответствующей определенному радиусу воздействия на пласт.

При ограниченном пласте значения гидропроводности приобретают на контуре минимальное значение, к которому приближается её значения по мере увеличения радиуса влияния, т.е. резкого перепада от проницаемого пласта к непроницаемому КВД не действует, и R_k определяется как точка экстремума на кривой $\varepsilon - f(R)$.

Определив R_k до контура питания и значение гидродинамической плотности запасов по описанной методике определим начальные геологические запасы в пластовых условиях по формуле (10):

$$V_0 = \Pi, \times \pi R_k^2 \quad (10)$$

Пример, показывающий высокую сходимость подсчёта запасов методом падения давления и по гидродинамическим плотностям показан в работе [5].

Таким образом, нами показана теоретическая возможность, подтверждённая практическими примерами, проводить подсчёт запасов по результатам гидродинамических исследований пластов, что позволит сократить количество оценочных скважин и повысить достоверность подсчёта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Боярко Г.Ю. Экономика минерального сырья. — Томск, Аудит-Информ, — 2000.
2. Жданов М.А., Лисунов В.Р., Гришин Ф.А.. — Методика и практика подсчёта запасов нефти и газа. — М., Недра, 1967.
3. Чарный И.А. Основы подземной гидродинамики. — М.: Гостоптехиздат. — 1956.
4. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин, под редакцией Г.А. Зотова и З.С. Алиева, Москва, Недра, 1980.
5. Пешков В.Е. Гидродинамические исследования малодебитных скважин при их пуске в работу при монотонном изменении режима работы. — Мат. Научно-практической конференции. — Тюмень. — 2002.

ВЛИЯНИЕ CO_2 -СОДЕРЖАЩИХ ГИДРОТЕРМАЛЬНЫХ РАСТВОРОВ НА КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ПЕСЧАНЫХ ПОРОД (ПО ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫМ ДАННЫМ)

Е.А. ПРЕДТЕЧЕНСКАЯ

Экспериментальные работы были поставлены в связи с проблемой поисков улучшенных коллекторов на больших глубинах, а также для проверки гипотезы об агрессивном воздействии перегретых водных растворов, насыщенных углекислым газом, на породы нижних горизонтов осадочного чехла в зонах тектонических нарушений и формировании в связи с этим локальных очагов разуплотнения и улучшения качества коллекторов.

Исследования последних лет показали, что в результате гидротермального воздействия на песчаные породы в тектонически активных зонах возникает вторичная пористость локального распространения, обусловленная растворением карбонатного цемента и гидролизом алюмосиликатов обломочного каркаса, в частности, полевых шпатов и слюд [4, 6]. Масштабы этих процессов в ряде случаев достаточно широки. Так, в Днепровско-Донецкой впадине с зонами вторичного разуплотнения, приуроченными к тектоническим нарушениям, связаны промышленные скопления нефти и газа более чем на 20 площадях [7]. Они сопровождаются геофизическими, геохимическими и др. аномалиями (АВПД, повышенные термоградиенты, минерализация пластовых вод и т.д.). Все необходимые предпосылки для возникновения подобных аномальных зон существуют и на севере Западной Сибири в Уренгойском районе [2, 6].

При выборе условий эксперимента была поставлена задача максимального приближения к условиям и природным процессам щелочного метасоматоза, имеющим место на глубинах свыше 4 км в районе Большого Уренгоя [3], где по литолого-минералогическим показателям установлена зона вторичного разуплотнения, явления аномального окремнения, альбитизации, каолинизации и карбонатизации пород песчаных пластов нижних горизонтов осадочного чехла предположительно в связи с подтоком перегретых водных растворов, обогащенных углекислым газом, по глубинным разломам [4, 6].

Эксперименты проводились на установке для исследования силикатных систем под давлением воды и двуокиси углерода в лаборатории силикатных систем с летучими компонентами ИГиГ СО РАН под руководством Г.Ю. Шведенкова.

В основу прибора положена принципиальная схема установки Х.Дж. Гринвуда. Для ускорения реакций минералообразования одновременно с образцом в реактор помещались дробленые пробы крупностью 0,25–0,1 мм и менее 0,01 мм в золотых ампулах размером 30×5 мм. Затем образцы и, отвечающие им по составу порошки, насыщались раствором заданной минерализации и углекислым газом, после чего подвергались воздействию высоких температур и давлений.

Проведено 2 серии опытов, условия которых выбирались, исходя из реальных физико-химических условий глубоких горизонтов осадочного чехла Уренгойской структурно-фациальной зоны.

Первая серия опытов была поставлена для моделирования физико-химических условий зоны глубинного катагенеза на глубине свыше 5 км. С этой целью для испытаний были выбраны образцы уплотненных крупнозернистых гра-