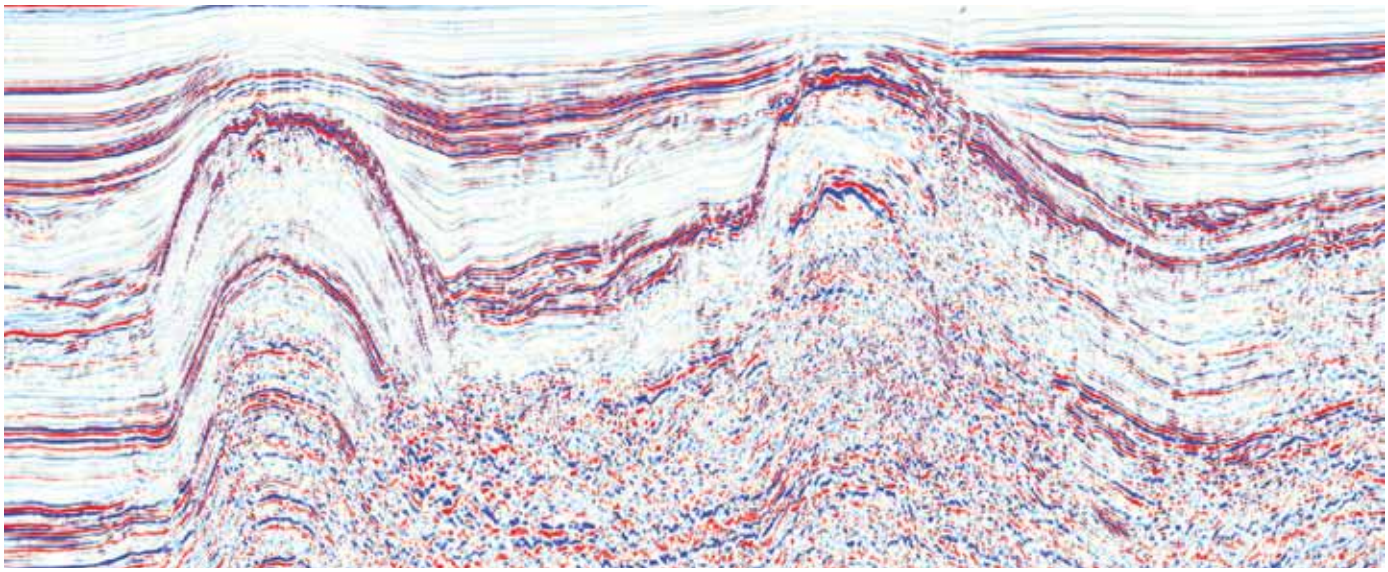

Фундаментальные основы подземной гидродинамики и квантомеханический взгляд на модель пласта

Fundamentals of Subsurface Hydrodynamics and a Quantum-Mechanical View of the Reservoir Model

Р. Ш. Муфазалов:
Научно-производственная фирма «Пакер», г. Октябрьский, РБ

R. Sh. Mufazalov: Scientific and Production Firm "Paker", Oktyabrsky, Republic of Bashkortostan, Russia

1. Теорема Тима. Фундаментальные зависимости базовых гидродинамических параметров пласта и скважины, и их взаимосвязь – основа новой парадигмы подземной гидродинамики

Система «Продуктивный пласт – скважина - насосное (лифтовое) оборудование» - единая, неразделимая гидродинамическая система, взаимосвязанная фундаментальными зависимостями, отражающими единство и взаимосвязь всех гидродинамических параметров этой системы [4]. Околоскважинное пространство продуктивного пласта – особая высокоактивная и энергодинамически нестабильная зона. В процессе первичного вскрытия продуктивного горизонта бурением, заканчивания скважины (вторичного вскрытия) и ее эксплуатации нарушаются природное энергомеханическое и электродинамическое равновесия продуктивного пласта. В околоскважинном пространстве происходят гидротермодинамические, физико-механические изменения характеристики породы, свойства пластовой жидкости. Совершаются физико-химические, химико-биологические

1. Tim's Theorem. The fundamental dependences of the key hydrodynamic parameters of the reservoir and the well and their interrelationships as the basis for a new paradigm of subsurface hydrodynamics

The "Producing Reservoir – Well – Pumping (Lift) Equipment" system is a uniform, inseparable hydrodynamic system interconnected by fundamental dependences reflecting on the uniformity and interconnectedness of all the hydrodynamic parameters of this system [4]. The near-wellbore region of the reservoir is a special zone characterized by high activity and unstable energy dynamics. Such processes as drilling the first well into the pay zone, well completion, and subsequent well operations upset both the mechanical energy equilibriums and the electrodynamic equilibrium in the formation. Both the hydro-thermodynamic and physico-mechanical characteristics of the near-wellbore rock change, as do the reservoir fluid properties in this region. Physico-chemical and chemico-biological transformations take place. The reservoir's electrodynamic equilibrium is upset, and, because of this, hydrogen bonds, acting as retention mechanisms for the hydrocarbon systems, begin to form in the capillaries and

превращения. Происходит нарушение электромагнитодинамического равновесия пласта и в связи с этим в капиллярах и трещинах околоскважинного пространства образуются удерживающие водородные связи в углеводородных системах и происходит перераспределение энергии связи, определяемой силами Ван-дер-Ваальса и силовых полей взаимодействия двойного электрического слоя (ДЭС). Все эти технологические процессы и далеко не полностью указанные факторы существенно влияют на физико-реологические параметры пластовой жидкости, нарушают проницаемость и пористость околоскважинного пространства, образуя, так называемую, неоднородную по проницаемости и пористости скин-зону и приводят кратному снижению притока жидкости в скважину.

Van Everdingen A. F. и Hurst N. (1949) предложили формулу (1) для расчета потери давления в околоскважинном пространстве при фильтрации жидкости в скважину [1].

$$\Delta P_S = \frac{Q\mu}{2\pi h \cdot k} S, \quad (1)$$

где ΔP_S - дополнительные потери пластового давления при фильтрации жидкости к забою скважины из-за ухудшения проницаемости пласта в скин-слое от k до ks; μ - динамическая взякость пластовой жидкости Q; S - значение скин-фактора. Параметр ΔP_S имеет важное значение и входит при выводе формул всех базовых гидродинамических параметров зонально-неоднородного пласта.

Следует отметить, что аналитический вывод выражения (1) не существует, кроме того, допущены следующие грубые ошибки:

- **во-первых**, по законам гидродинамики нефтяного пласта при фильтрации жидкости, значение ΔP_S имеет логарифмическую природу, т.е. ΔP_S изменяется по логарифмической кривой, а в формуле (1) это не учтено. Эта серьезная ошибка внесла в значение S неопределенность и $\pm \infty$;
- **во-вторых**, потери давления ΔP_S зависит от величины радиуса (толщины) скин-слоя Rs, а в формуле (1) не учтена толщина скин-слоя Rs. Это противоречит законам гидродинамики пласта и существенно искажает реальное значение S;
- **в-третьих**, при определении ΔP_S не учтен коэффициент проницаемости ks скин-слоя, т.к. ΔP_S - дополнительные фильтрационные потери в скин-зоне с коэффициентом проницаемости ks, поэтому значение коэффициента ks должно быть учтено. Эта грубая ошибка привела к полному искажению значения S.

fractures of the near-wellbore region, and the bond energy, as determined by the van der Waals forces and electrical double-layer (EDL) interaction force fields, are redistributed. All these production-related processes and other factors, the list of which above is nowhere near complete, significantly affect the physico-rheological parameters of the reservoir fluid and impair the permeability and porosity of the near-wellbore area, forming a layer with non-uniform permeability and porosity distribution called the skin zone and produces a several-fold reduction in the rate of fluid flow into the wellbore.

A. F. van Everdingen and N. Hurst (1949) proposed formula (1) for calculating the pressure drop occurring in the near-wellbore area as the fluid flows into the wellbore [1].

$$\Delta P_S = \frac{Q\mu}{2\pi h \cdot k} S, \quad (1)$$

where ΔP_S is the incremental reservoir pressure drop that occurs during the filtration of fluid into the bottom-hole region due to the impairment of reservoir permeability in the skin layer from k to ks; μ is the dynamic viscosity of the reservoir fluid Q; S is the skin factor value. The parameter ΔP_S is important and is included in the derivation of the formulas for all the key hydrodynamic parameters of a multi-zone heterogenous reservoir.

It should be noted that an analytical derivation of expression (1) does not exist, and on top of that, the following gross errors have been made:

- **firstly**, according to the laws of oil reservoir hydrodynamics governing the process of fluid filtration, the value of ΔP_S has a logarithmic nature, i. e. ΔP_S changes along a logarithmic curve, and formula (1) fails to take this into account. This serious error introduced uncertainty and $\pm \infty$ into the S value;
- **secondly**, the pressure drop ΔP_S depends on the value of the skin layer radius (thickness) Rs, and formula (1) fails to take the skin layer thickness Rs into account. This contradicts the laws of reservoir hydrodynamics and significantly distorts the actual value of S;
- **thirdly**, the skin layer permeability factor ks is not accounted for in the determination of ΔP_S, since ΔP_S is the incremental filtration-related pressure loss in the skin zone with permeability factor ks, which means that the value of the coefficient ks should be considered. This gross error led to a complete distortion of the value of S.

Thus, formula (1) proposed by A. F. van Everdingen and N. Hurst (1949) for determining ΔP_S fails to observe the physical laws governing the reservoir hydrodynamics, violates mathematical logic, and contains the serious errors set forth above. M. F. Hawkins (1956), using (1), proposed the following formula for calculating S: (2), which has been

Таким образом, в формуле (1), предложенной V.Everdingen A.F.и Hurst N.(1949) для определения ΔP_s не соблюдены физические законы гидродинамики пласта, нарушена математическая логика и допущены указанные серьезные ошибки. Hawkin M.F.(1956), используя (1), предложил для расчета S формулу:

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln \frac{R_s}{r_c}$$

(2), вошедшую в учебную и научную литературу, как Hawkins' formula [2].

Согласно этой формуле, S может принимать значения от минус бесконечности до нуля и от нуля до плюс бесконечности т.е., $S \in (-\infty;0) \cup (0;+\infty)$ без принадлежности области определения, существования и практического использования. Известно, если функция стремится к бесконечности, она практического применения не имеет.

Подземная гидродинамика как самостоятельная нефтяная наука, основанная и сформированная отечественными учеными Н.Е. Жуковским, Н.Н. Павловским, Л.С. Лейбензоным, С.А. Христиановичем, В.Н. Щелкачевым и др., а также зарубежными учеными M. Muskat, Van Everdingen A.F.& Hurst N. и Hawkins M.F. к 50 годам XX века, казалось, полностью завершена, и проведены последние завершающие штрихи этой фундаментальной науки. Завершена в том смысле, что выявлены основные законы гидродинамики фильтрации пластовой жидкости, которым подчиняются глубинные процессы, происходящие в нефтегазовом пласте, написаны соответствующие уравнения и их решения. Сомневаться в надежности известных нам принципов этой науки не было оснований. Всякая динамично развивающаяся наука формулирует и определяет не только основные принципы, на которых она строится, но и должны быть определены основные направления и границы применимости этих принципов.

Каких бы теоретических и технологических успехов не достигла современная наука в области гидродинамики пласта, она далека от совершенства и к концу 50-х годов практически полностью исчерпала свой потенциал и не создала ни одной фундаментальной теории, более того, сформировалась ошибочная концепция по базовым направлениям.

Горечь удивления вызывает та реальность, что более полувека, начиная со второй половины XX го столетия, патриархи Российской и зарубежной нефтяной науки были уверены в непогрешимости формулы (Van Everdingen & Hurst, 1949) для определения ΔP_s, скин-фактора S (Hawkins, 1956), а

introduced into educational and scientific literature as Hawkins' formula [2].

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln \frac{R_s}{r_c}$$

According to this formula, S can take values from minus infinity to zero and from zero to plus infinity, i. e. $S \in (-\infty;0) \cup (0;+\infty)$, without belonging to a particular domain of definition, existence, or practical use. It is known that if a function tends to infinity, it has no practical application.

Subsurface hydrodynamics as an independent branch of petroleum science, founded and organized by Russian scientists N. Ye. Zhukovsky, N. N. Pavlovsky, L. S. Leybenzon, S. A. Khristianovich, V. N. Shchelkachev, et al., as well as by foreign scientists M. Muskat, Van A. F. van Everdingen, N. Hurst, and M. F. Hawkins, seemed to have taken its final shape by 1950s with even the last finishing touches having been put to the fundamental whole of this science. Here, "final" means that the key laws of reservoir fluid filtration hydrodynamics that govern the subsurface processes occurring in an oil and gas formation have been discovered, relevant equations and solutions to them have been written. There was no reason to doubt the reliability of the principles of this science that we all knew. Any branch of science that is rapidly developing should do more than just formulate and establish the basic principles on which it is built: the main focus areas and limits of applicability of these principles should also be established.

No matter what theoretical and technological successes modern science may have attained in terms of reservoir hydrodynamics, it is far from perfect and, by the end of the 1950's, it had almost completely exhausted its potential. Since that time, no fundamental theories have been created, and the conceptual developments that took shape along the main avenues of application have indeed gone the wrong way.

What comes as a bitter surprise is the fact that, for more than five decades at the beginning in the second half of the 20th century, the patriarchs of Russian and foreign petroleum sciences were convinced of the infallibility of the formula in (Van Everdingen & Hurst, 1949) for determining ΔP_s, the formula in (Hawkins, 1956) for determining the skin factor S, as well as the formula used for determining the influx rate Q_s to the bottom-hole region of a real-world well, despite the obvious errors in, and controversies around, these formulas, which were all made up with gross violations of the laws of subsurface hydrodynamics.

The negative consequences of these errors and delusions have been reflected in the theory and practice of the fundamentals of hydrodynamic well testing (GDIS),

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

23-28 ИЮНЯ 2019
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ СОВЕТ

РОССИЙСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМИТЕТ МНС

FUTURE LEADERS FORUM 2019

6-Й ФОРУМ БУДУЩИХ ЛИДЕРОВ
МИРОВОГО НЕФТЯНОГО СОВЕТА

www.flf-russia.com

также формулы для определения притока ***Qs*** к забою реальной скважины, несмотря на явные ошибки и спорные вопросы вокруг этих формул, составленных с грубыми нарушениями законов подземной гидродинамики.

Негативные последствия этих ошибок и заблуждений нашли отражения в теории и практике основных положений ГДИС, ТИС и ГИС, но главные губительные последствия в том, что со второй половины прошлого столетия эти формулы без выводов и доказательств были включены во все учебники, учебные пособия и методические руководства соответствующего профиля вузов и курсов повышения квалификации.

Современная подземная гидродинамика больна изнутри. Основные причины болезни, ее живучести и устойчивости – глубокий застой научных идей в сочетании с догматическим подходом к формированию и решению фундаментальных научных проблем, и консерватизмом научного мышления. Исследовательские работы в области подземной гидродинамики с тех времен и по настоящее время свелись к разработке полуэмпирических подгоночных теорий, имеющих предварительный характер ошибочных концепций. Пример тому, что по сей день оставались открытыми и дискуссионными наиболее принципиальные вопросы: область существования значений скин-фактора ***S*** и его принадлежность, неопределенность положительного и отрицательного знака его значений. Отсутствие строгой теории вывода его формулы. В связи с этим не были решены проблемы качества вскрытия пласта, прогнозирования его энергетического состояния, фильтрационных свойств, определения продуктивности, текущего и потенциального дебита и коэффициента нефтеотдачи пласта в целом. Это было время глубокого кризиса в области подземной гидродинамики.

Допущенные ошибки в формулах (1 и 2), а также в формулах для расчета базовых гидродинамических параметров пласта и несоответствие расчетов, выполненных по указанным формулам промыслово-экспериментальным данным послужили толчком к созданию новой парадигмы подземной гидродинамики – реальной гидродинамической модели пласта [3,4,7].

В работах [3;4] приводится подробный вывод формулы для определения ΔP_S с учетом зональной неоднородности пласта:

$$\Delta P_S = \frac{Q \cdot \mu}{k_s \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot S \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}.$$

Указываются исторические ошибки и заблуждения, допущенные в формулах для определения скин-

geophysical well logging (GIS), and mud logging (TIS), but something we can really describe as a disastrous effect is the fact that, since the second half of the last century, these formulas have been included in all textbooks, teaching aids, and study guides of universities, colleges, and postgraduate training courses specializing in the subject-matter without any derivations or proofs whatsoever.

Modern subsurface hydrodynamics is ailing from the inside out. The main causes of that ailment, as well as its tenacity and persistence, are a profound stagnation in scientific ideas combined with a dogmatic approach to formulating and solving fundamental scientific problems aggravated by the conservatism of scientific thought. Whatever research work was conducted in the field of subsurface hydrodynamics since that time up until the present day can be reduced to the development of semi-empirical theories whose sole purpose was to tweak the mathematical apparatus to reality and which, as all erroneous concepts, had but preparatory value if any. One example of this is the fact that, to this day, the most fundamental questions have remained open and debatable: what is the domain in which skin factor values ***S*** exist, and to which it belongs, and what to do with the uncertainty about the positive and negative signs of its values? Another such issue is the lack of a rigorous theory behind the derivation of its formula. Because of this, numerous issues with the quality of drilling and completion work performed on a reservoir, predicting its energy state and filtration properties, determining its productivity, current and potential flow rates, and assessing the oil recovery factor of the reservoir as a whole have not been resolved. It was a time of deep crisis in the field of subsurface hydrodynamics.

The errors in (1) and (2), as well as errors in the formulas used for calculating the key hydrodynamic parameters of the reservoir, and the discrepancies between the calculations made using the said formulas and the data obtained from field practice and experiments served as an impetus to create a new paradigm for subsurface hydrodynamics – a realistic hydrodynamic reservoir model [3, 4, 7].

[3, 4] contain a detailed derivation of the following formula for determining ΔP_S, taking into account the multi-zone heterogeneity of the reservoir:

$$\Delta P_S = \frac{Q \cdot \mu}{k_s \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot S \cdot \ln \frac{R_s}{r_c}.$$

There are also indicated are historical errors and misconceptions incorporated into the conventional formulas for determining the skin factor, pressure drop, and influx rate in the skin layer during fluid filtration. In this connection, a detailed and consistent analytical derivation of its formula is given. 1 – The analytical derivation of the skin factor formula is confirmed using five alternative methods, viz

Caspian Oil&Gas
Azerbaijan
Conference

Caspian Oil & Gas

26-я Международная Конференция «Нефть и Газ Каспия»

30-31 мая 2019
Баку, Азербайджан

Для дополнительной информации
www.oilgasconference.az

CaspianOilGasConference
#COGConference

фактора, потери давления и притока в скин-слое при фильтрации жидкости. В связи с этим дается подробный и последовательный аналитический вывод его формулы. 1-Аналитический вывод формулы скин-фактора подтверждается в пяти вариантах выводами: 2- через индикаторные линии «дебит – давление», 3 - «дебит – уровень», 4 - по значениям забойного давления и 5 - потенциального дебита, 6 - приводится вывод формулы скин-фактора для зонально-неоднородного пласта [3,4,5]. Выведена зависимость для оценки влияния радиуса скин-слоя и коэффициента проницаемости на величину притока жидкости в скважину.

Базовыми параметрами для составления гидродинамической модели пласта являются реальное значение потери давления ΔP_S при фильтрации скважинной жидкости в околоскважинном пространстве, значение скин-фактора S, коэффициенты продуктивности K и проницаемости пласта k; пластовое $P_{пл}$ и забойное $P_з$ давления, динамический уровень скважинной жидкости $h_д$, текущий приток $Q_ж$, потенциальный дебит $Q_{ном}$ и математические формулы для их определения.

На основе теоретических и прикладных исследований, выполненных в области подземной гидродинамики и совместной работы пласта, скважины и подъемного (лифтового) оборудования определены и установлены фундаментальные зависимости всех базовых гидродинамических параметров пласта, скважины и насосного (лифтного) оборудования для оценки состояния околоскважинного пространства продуктивного горизонта и для оценки состояния зонально-неоднородного пласта [3…9]

Фундаментальные зависимости (формула Тима) для оценки состояния околоскважинного пространства продуктивного пласта [4…7]:

$$S=(1-\frac{k_s}{k})=(1-\frac{K_s}{K})=(1-\frac{\varepsilon_s}{\varepsilon})=(1-\frac{Q(k_s)}{Q(k)})=(1-\frac{Q_{ном}(k_s)}{Q_{ном}(k)})=$$
$$=\frac{\Delta P_S}{P_{Rs}-P_{з(ks)}}=\frac{\Delta k}{k}=\frac{\Delta K}{K}=\frac{\Delta \varepsilon}{\varepsilon}=\frac{\Delta Q_{ж}}{Q(k)}=\frac{\Delta Q_{ном}}{Q_{ном(к)}}=\frac{\Delta h_{дл}}{h_{дл(ks)}-h_{см}}=$$
$$=\frac{\Delta P_з}{P_{пл}-P_{з(ks)}}.$$

Фундаментальные зависимости (формула Тима) для оценки состояния зонально - неоднородного пласта:

$$S=(1-\frac{k_s}{k})=(1-\frac{\varepsilon_s}{\varepsilon})=(1-\frac{K_s}{K\cdot\alpha})=(1-\frac{Q(k_s)}{Q(k)\cdot\alpha})=(1-\frac{Q_{ном}(k_s)}{Q_{ном}(k)\cdot\alpha})=$$
$$=\frac{\Delta P_S}{(P_{Rs}-P_{з(ks)})}=\frac{\Delta k}{k}=\frac{\Delta K}{K\cdot\alpha}=\frac{\Delta \varepsilon}{\varepsilon}=\frac{\Delta Q_{ж}}{Q(k)\cdot\alpha}=\frac{\Delta Q_{ном}}{Q_{ном(к)}\cdot\alpha}=$$
$$=\frac{\Delta P_з}{(P_{пл}-P_{з(ks)})\cdot\alpha}=\frac{\Delta h_{дл}}{(h_{дл(ks)}-h_{см})\cdot\alpha}.$$

deriving through: 2 – “flow rate – pressure” and 3 – “flow rate – level” indicator lines, 4 – bottom-hole pressure and 5 – potential flow rate values; 6 – a formula for the skin factor for a multi-zone heterogenous reservoir is given [3, 4, 5]. A dependence for estimating the influence of the skin layer radius and the permeability factor on the amount of fluid flowing into the wellbore is derived.

The key parameters based on which a hydrodynamic reservoir model can be constructed are the actual value of the pressure drop ΔP_S that occurs during the wellbore fluid filtration in the near-wellbore region, the value of the skin factor S, the productivity factor K and the permeability factor k; the reservoir pressure $P_{пл}$ and the bottom-hole pressure $P_з$, the dynamic borehole fluid level $h_д$, the current influx rate $Q_ж$, the potential flow rate $Q_{ном}$, and the mathematical formulas for their determination.

Based on theoretical and applied research performed in the field of subsurface hydrodynamics and co-functioning of the reservoir, well, and lift equipment, fundamental dependences have been established and determined for all key hydrodynamic parameters of the reservoir, well, and pumping (lifting) equipment that are required for assessing the state of the near-wellbore region of a reservoir pay zone and for assessing the state of a multi-zone heterogenous reservoir [3...9]

The fundamental dependences (Tim’s formula) for assessing the state of the near-wellbore region of a producing reservoir [4...7] are as follows:

$$S=(1-\frac{k_s}{k})=(1-\frac{K_s}{K})=(1-\frac{\varepsilon_s}{\varepsilon})=(1-\frac{Q(k_s)}{Q(k)})=(1-\frac{Q_{ном}(k_s)}{Q_{ном}(k)})=$$
$$=\frac{\Delta P_S}{P_{Rs}-P_{з(ks)}}=\frac{\Delta k}{k}=\frac{\Delta K}{K}=\frac{\Delta \varepsilon}{\varepsilon}=\frac{\Delta Q_{ж}}{Q(k)}=\frac{\Delta Q_{ном}}{Q_{ном(к)}}=\frac{\Delta h_{дл}}{h_{дл(ks)}-h_{см}}=$$
$$=\frac{\Delta P_з}{P_{пл}-P_{з(ks)}}.$$

The fundamental dependences (Tim’s formula) for assessing the state of a multi-zone heterogenous reservoir are as follows:

$$S=(1-\frac{k_s}{k})=(1-\frac{\varepsilon_s}{\varepsilon})=(1-\frac{K_s}{K\cdot\alpha})=(1-\frac{Q(k_s)}{Q(k)\cdot\alpha})=(1-\frac{Q_{ном}(k_s)}{Q_{ном}(k)\cdot\alpha})=$$
$$=\frac{\Delta P_S}{(P_{Rs}-P_{з(ks)})}=\frac{\Delta k}{k}=\frac{\Delta K}{K\cdot\alpha}=\frac{\Delta \varepsilon}{\varepsilon}=\frac{\Delta Q_{ж}}{Q(k)\cdot\alpha}=\frac{\Delta Q_{ном}}{Q_{ном(к)}\cdot\alpha}=$$
$$=\frac{\Delta P_з}{(P_{пл}-P_{з(ks)})\cdot\alpha}=\frac{\Delta h_{дл}}{(h_{дл(ks)}-h_{см})\cdot\alpha}.$$

where α is the reservoir heterogeneity coefficient, which is, in fact, a proportionality factor that accounts for how non-homogeneously permeability is distributed within the reservoir.

The words “The ‘Reservoir – Well – Pumping Equipment’ system as a uniform, inseparable hydrodynamic system

где α - коэффициент неоднородности пласта, как коэффициент пропорциональности, учитывающий неоднородность пласта по проницаемости.

Система «Пласт-скважина-насосное оборудование» - как единая, неразделимая гидродинамическая система, взаимосвязанная фундаментальными зависимостями, отражающими единство и взаимосвязь всех гидродинамических параметров этой системы» подтверждаются математическими доказательствами и выводами всех базовых гидродинамических параметров пласта и их взаимосвязь фундаментальными зависимостями [3…9]. В этих работах приводятся подробные и последовательные доказательства всех положений ***«Теоремы Тима»***. ***«Теорема Тима»*** гласит, что ***«Любые изменения проницаемости продуктивного пласта приводят к пропорциональному изменению его продуктивности, гидропроводности, забойного давления, динамического уровня жидкости, текущего притока и потенциального дебита, а безразмерные относительные их величины равны между собой».***

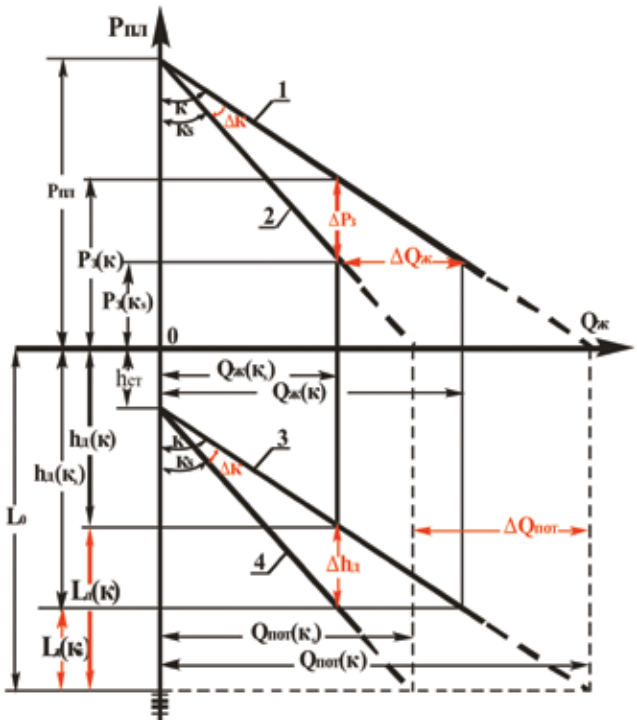

Рис. 1. Полная геометрическая интерпретация фундаментальных зависимостей и взаимосвязь гидродинамических параметров пласта и скважины, подтверждающая Теорему Тима: 1 - индикаторная линия **Рз=f(Qж(к))**; 2 - индикаторная линия **Рз=f(Qж(кs))**; 3 - индикаторная линия **hд=f(Qж(к))**; 4 - индикаторная линия **hд=f(Qж(кs))**; **K** – коэффициент продуктивности при естественной проницаемости пласта **k**; **Ks** - коэффициент продуктивности при ухудшенной проницаемости пласта **ks**; **Qж(к)** – приток жидкости при продуктивности пласта **K**; **ΔK** –

interconnected by fundamental dependences reflecting the uniformity and interconnectedness of all hydrodynamic parameters of this system" are confirmed by mathematical proofs and derivations for all key hydrodynamic parameters of the reservoir and for their interrelationships via fundamental dependences [3...9]. The latter papers provide detailed and consistent evidence for all the provisions of ***Tim's Theorem***. ***Tim's Theorem*** states that ***"Any changes in the reservoir permeability lead to proportional changes in its productivity, hydraulic conductivity, bottom-hole pressure, dynamic fluid level, current influx rate, and potential flow rate, and their dimensionless relative values are equal to each other."***

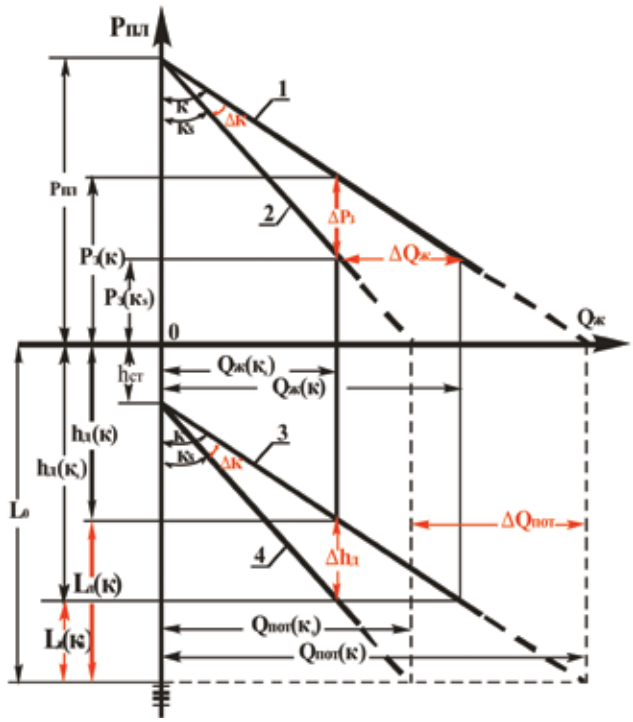

Fig. 1. A complete geometric interpretation of the fundamental dependences and the interrelationship between the hydrodynamic parameters of the reservoir and the wellbore, confirming Tim's Theorem, is shown above; 1 is the indicator line **Рз=f(Qж(к))**; 2 is the indicator line **Рз=f(Qж(кs))**; 3 is the indicator line **hд=f(Qж(к))**; 4 is the indicator line **hд=f(Qж(кs))**; **K** is the productivity factor at the native permeability of the reservoir, **k**; **Ks** is the productivity factor at the impaired permeability of the reservoir, **ks**; **Qж(кs)** is the fluid influx rate at reservoir productivity **k**; **Ks** is the decrease in productivity resulting from the impairment of reservoir permeability from **K** to **Ks**; **Qж(кs)** is the fluid influx rate at formation productivity **Ks**; **Qж** is the decrease in influx rate resulting from the impairment of reservoir productivity from **K** to **Ks**; hст is the static fluid level in the wellbore; **hд(к)** is the dynamic fluid level in the wellbore at reservoir productivity **K**; **hд(кs)** is the dynamic fluid level in the wellbore at reservoir productivity **Ks**; **Δhд** is the decrease in dynamic fluid level in the wellbore resulting from the impairment of

снижение продуктивности в результате ухудшения проницаемости пласта от **k** до **ks**; **Qж(кs)** – приток жидкости при продуктивности пласта **Ks**; **ΔQж** – снижение притока в результате ухудшения продуктивности пласта от **K** до **Ks**; **hст** – статический уровень жидкости в скважине; **hд(к)** – динамический уровень жидкости в скважине при продуктивности пласта **K; hд(кs)** – динамический уровень жидкости в скважине при продуктивности пласта **Ks**; **Δhд** – снижение динамического уровня жидкости в скважине в результате ухудшения продуктивности пласта от **K** до **Ks**; **L** – глубина скважины до верхних перфорационных отверстий; **Lд(к)** –динамическая глубина при продуктивности пласта **K**; **Lд(кs)** – динамическая глубина при продуктивности пласта **Ks**; **ΔPз** – снижение забойного давления в результате ухудшения продуктивности пласта от **K** до **Ks**; **Qпот(к)** – потенциальный дебит при продуктивности пласта **K**; **Qпот(кs)** – потенциальный дебит при продуктивности пласта **Ks**; **ΔQпот** – снижение потенциального дебита в результате ухудшения продуктивности пласта от **K** до **Ks**.

В работах [4-9] дается критический анализ общепринятой формулы для определения притока жидкости к забою реальной скважины, конкретно указываются допущенные ошибки и в четырех вариантах приводится вывод формулы для определения притока жидкости к забою реальной скважины:

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k_s (P_{пл} - P_{З(ks)})}{\mu \ln\left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot R_s^{(1-ks/k)}}{r_c}\right)} \cdot \quad \text{или} \quad Q = \frac{2\pi h \cdot k_s \cdot \Delta P_{ks}}{\mu \ln\left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot (R_s)^s}{r_c}\right)} \cdot$$

Фундаментальные зависимости (формулы Тима) полностью описывают, а теорема Тима доказывает реальную гидродинамическую модель продуктивного пласта.

Фундаментальные зависимости гидродинамических параметров системы «Пласт-скважина - насосное оборудование» должны быть использованы для проведения количественной оценки и полного анализа состояния пласта, геофизических, гидродинамических и технологических исследований (ГИС, ГДИС и ТИС), и всестороннего обоснования технологических и гидродинамических параметров при разработке программного обеспечения для инновационного проектирования процессов разработки нефтегазовых месторождений.

2. Квантованные поля продуктивного пласта – реальный материальный мир, физический природный объект

В большинстве технических системах и технологических процессах приходится

reservoir productivity from **K** to **Ks**; **L** is the well depth up to its top perforations; **Lд(к)** is the dynamic depth at reservoir productivity **K**; **Lд(кs)** is the dynamic depth at reservoir productivity **Ks**; **ΔPз** is the decrease in bottom-hole pressure resulting from the impairment of reservoir productivity from **K** to **Ks**; **Qпот(к)** is the potential flow rate at reservoir productivity **K**; **Qпот(кs)** is the potential flow rate at reservoir productivity **Ks**; **ΔQпот** is the decrease in potential flow rate resulting from the impairment of reservoir productivity from **K** to **Ks**.

[4–9] provide a critical analysis of the generally accepted formula used for determining the rate of fluid influx to the bottom-hole region of a real-world well, clearly specifying the errors it contains and presenting four alternative derivations of the following formula to be used for determining the rate of fluid influx to the bottom-hole region of a real-world well:

$$Q = \frac{2\pi h \cdot k_s (P_{пл} - P_{З(ks)})}{\mu \ln\left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot R_s^{(1-ks/k)}}{r_c}\right)} \cdot \quad \text{или} \quad Q = \frac{2\pi h \cdot k_s \cdot \Delta P_{ks}}{\mu \ln\left(\frac{R_k^{ks/k} \cdot (R_s)^s}{r_c}\right)} \cdot$$

The fundamental dependences (Tim's formulas) completely describe a realistic hydrodynamic model of a reservoir, and Tim's Theorem proves its validity.

The fundamental dependences between the hydrodynamic parameters of the "Reservoir – Well – Pumping equipment" system should be used to quantify and fully analyze the state of the reservoir, as well as for purposes of hydrodynamic well testing (GDIS), geophysical well logging (GIS), mud logging (TIS), and comprehensive technological and hydrodynamic feasibility assessments for software development projects to support innovative process design solutions for oil and gas field development.

2. Quantized fields of the producing reservoir as a physical (natural) object in a real, material world

When studying most engineering systems and technological processes, must simultaneously consider the joint effect of mechanical, thermal, electric, magnetic, optical, and gravitational fields, as well as any interrelationships among them. An important factor for establishing the relationships between various physical fields is their conventional dimension taken under a uniform system of units of measurement.

A producing reservoir is exposed to a multitude of changing geophysical fields (multi-fields): geomechanical, hydrodynamic, geomagnetic, electrodynamic, geothermodynamic, gravitational, undulatory, optical, as well as their derivatives. The values of the parameters of these geophysical fields are completely interrelated and depend on the spatial heterogeneity and temporal variability of the state of the entire system.

рассматривать одновременно совместное действие механических, тепловых, электрических, магнитных, оптических и гравитационных полей и их взаимосвязь. Для установления взаимосвязи между различными физическими полями важное значение имеет их размерность, принятая в единой системе единиц измерения.

Продуктивный пласт находится под динамическим воздействием множеств геофизических (мульти) полей: геомеханического, гидродинамического, геомагнитного, электродинамического, геотермодинамического, гравитационного, волнового, оптического и их производных. Значения параметров этих геофизических полей находятся в полной взаимосвязи и зависят от пространственной неоднородности и временной изменчивости состояния всей системы.

Эти поля можно разделить на две группы:

1. Геомеханическое и гидродинамическое поля. Под термином этих «полей» следует понимать часть пространственного объема горной породы пласта, находящегося под всесторонним сжатием горного давления, характеризующее его напряженное состояние, прочность, упругость, устойчивость, проницаемость, пористость, пластовое давление, реологические параметры пластовой среды и т.д. Для геомеханических и гидродинамических задач понятие поля принимается чисто условно для составления математической модели действующей системы.
2. Электромагнитное и гравитационное поля. Эти поля, в отличие от первый группы, представляют реальные материальные объекты элементарных частиц. За электромагнитное поле отвечают элементарные частицы – электроны, протоны, нейтроны, кварки и их распад. Взаимосвязь этих частиц составляет три фундаментальные взаимодействия: притяжение электрона к ядру – электромагнитное взаимодействие. Взаимное притяжение кварков (внутриядерное взаимодействие) – пример сильного взаимодействия. Распад кварка и свободного нейтрона – бета распад пример слабого взаимодействия. Кроме трех фундаментальных взаимодействий огромную роль в природе имеет четвертое фундаментальное взаимодействие, это взаимное притяжение всех частиц друг к другу в гравитационном поле. За гравитационное поле отвечают элементарные частицы – гравитоны.

Этих полей назовем ***«квантованными полями продуктивного пласта»***. Квантованное поле представляет собой природную реальность, материальный объект, который обладает энергией,

These fields can be divided into two groups:

1. Geomechanical and hydrodynamic fields. In this case, the term “fields” should be understood to refer to a portion of reservoir rock, which occupies a certain volume in space and is exposed to lithostatic pressure acting on all sides of it and characterizing its stress state, strength, elasticity, stability, permeability, porosity, reservoir pressure, rheological parameters of the reservoir fluid, etc. For geomechanical and hydrodynamic problems, the concept of a field is used purely as a convention for the purpose of constructing a mathematical model of the working system.
2. Electromagnetic and gravitational fields. These fields, unlike the former group of fields, represent real material objects, viz. elementary particles. The electromagnetic field is governed by elementary particles – electrons, protons, neutrons, quarks – and their decay. There are three fundamental interactions that describe how these particles influence each other. An example of electromagnetic interaction is an electron’s attraction to the nucleus. An example of strong interaction is the mutual attraction of quarks (intra-nuclear interaction). An example of weak interaction is the decay of a quark and a free neutron (beta-decay). In addition to the three fundamental interactions described above, there exists the fourth fundamental interaction playing a huge role in nature: it is the mutual attraction of all particles to each other in a gravitational field. Responsible for this field are elementary particles called gravitons.

Let us call these fields the ***“quantized fields of the reservoir”***. A quantized field is a natural reality, a material object that possesses energy, inertia, and gravity. The totality of lines of force of quantized fields at a given point in space forms the so-called potential field. For a potential field, two important properties hold. The first one is the principle of superposition, according to which the net effect of the group of sources generating the potential field can be found by successively summing up the vector values characterizing the field generated by each source taken separately.

The second important property that holds for a potential field is the maximum principle. The potential function can only reach its maximum or minimum value on the surface of the field source or at infinity.

Quantum electrodynamics (QED) is the quantum theory of electromagnetic interactions, the best-elaborated part of quantum field theory. Classical electrodynamics only considers the continuous properties of electromagnetic fields. Quantum electrodynamics is based on the fact that an electromagnetic field also possesses discontinuous (discrete) properties, whose carriers are the field quanta named photons. The interactions of electromagnetic

инерцией и тяготением. Совокупность силовых линий квантованных полей в данной точке пространства образует так называемое потенциальное поле. Для потенциального поля справедливы два важных свойства. Первое – принцип суперпозиции, состоящий в том, что действие группы источников, создающих потенциальное поле может быть найдено последовательным векторным суммированием величин, создаваемых отдельно каждым из источников поля.

Второе важное свойство – принцип максимума для потенциального поля. Значение максимума или минимума потенциала может достигаться только на поверхности источников поля или в бесконечности.

Ква́нтовая электродина́мика (КЭД) — квантовая теория электромагнитных взаимодействий наиболее разработанная часть квантовой теории поля. В классической электродинамике рассматривают только непрерывные свойства электромагнитного поля. Квантовая электродинамика основана на том, что электромагнитное поле обладает также и прерывными (дискретными) свойствами, носителями которых являются кванты поля —фотоны. Взаимодействие электромагнитного излучения с заряженными частицами рассматривается в квантовой электродинамике как поглощение и испускание частицами фотонов. Квантовая электродинамика, как фундаментальная квантовая теория поля была создана в 1940-х годах в работах Р. Фейнмана [10]. Это была первая теория поля взаимодействия заряженных элементарных частиц в магнитном поле. Квантовая электродинамика количественно объясняет эффекты взаимодействия полей с веществом, а также последовательно описывает электромагнитные взаимодействия между заряженными частицами. Электромагнитное поле (и его изменение со временем) описывается в электродинамики посредством системы четырех легендарных векторных уравнений Максвелла, где электрическое и магнитное поле рассматривается как проявления единого электромагнитного поля. В квантовой механике полная энергия взаимодействия электрически заряженных частиц определяют оператором Гамильтона: Так, оператор Гамильтона атома с зарядом ядра Z имеет вид [11]:

$$H = -\frac{\hbar^2}{2m}\sum_j \nabla_j^2 - Ze^2\sum_j \frac{1}{r_j} + \sum_{i>j}\frac{e^2}{r_{ij}}$$

Здесь m — масса электрона, e — его заряд, r_j — абсолютная величина радиус-вектора j-го электрона, $\hbar$ – постоянная Планка. Первое слагаемое выражает кинетическую энергию электронов, второе слагаемое — потенциальную энергию кулоновского

radiation with charged particles are viewed in quantum electrodynamics as instances of absorption and emission of photons by the particles. Quantum electrodynamics as a fundamental quantum field theory was created in the 1940s in the works of R. Feynman [10]. This was the first interaction field theory describing the behavior of charged elementary particles in a magnetic field. Quantum electrodynamics provides a quantitative explanation for the effects of field-to-matter interactions as well as a consistent description of electromagnetic interactions between charged particles. The electromagnetic field (and its change over time) is described in electrodynamics using a system of four legendary vector equations known as Maxwell's, where the electric and magnetic fields are regarded as manifestations of just one field referred to as electromagnetic. In quantum mechanics, the total energy of interaction between electrically charged particles is determined by the Hamiltonian operator: for example, the Hamiltonian of an atom with nuclear charge Z has the following form [11]:

$$H = -\frac{\hbar^2}{2m}\sum_j \nabla_j^2 - Ze^2\sum_j \frac{1}{r_j} + \sum_{i>j}\frac{e^2}{r_{ij}}$$

Here, m is the mass of the electron, e is its charge, rj is the absolute value of the radius vector of jth electron, $\hbar$ is Planck's constant. The first term represents the kinetic energy of the electrons, the second term represents the potential energy of the Coulomb interaction between the electrons and the nucleus, and the third term represents Coulomb's potential energy due to the mutual repulsion between the electrons. The summation in the first and second term is over all Z electrons. In the third term, the summation runs over all pairs of electrons, with each pair occurring only once [12]. Planck's constant ħ, whose value is fixed and equal to 6.626 x 10-34 J·s, is the portion of electromagnetic energy corresponding to one quantum. Planck's constant $\hbar$ defines the boundary between the macrocosm, where the laws of Newton's mechanics apply, and the microcosm, where the laws of quantum mechanics apply.

Planck's constant $\hbar$ indicates the lower limit of spatial quantities, below which the effects of quantum mechanics should be taken into account.

2.1. Quantum electrodynamics of the reservoir as the basic framework for calculating the structured oil reserves.

The present study is the first-ever attempt to make use of the information value of the electrical double layer (EDL) that forms in the capillaries and fractures of the reservoir rock. The electrical double layer occurs when two phases, one of which is liquid, come into contact. The

взаимодействия электронов с ядром и третье слагаемое — потенциальную кулоновскую энергию взаимного отталкивания электронов. Суммирование в первом и втором слагаемом ведется по всем Z электронам. В третьем слагаемом суммирование идёт по всем парам электронов, причём каждая пара встречается однократно [12]. Константа Планка $\hbar$, значение которой фиксирована и равна 6,626 х 10–34 Дж·с - это порция электромагнитной энергии, соответствующая одному кванту. Постоянная Планка $\hbar$ определяет границу между макромиром, где действуют законы механики Ньютона, и микромиром, где действуют законы квантовой механики.

Постоянная Планка $\hbar$ указывает нам нижний предел пространственных величин, после которого нужно учитывать эффекты квантовой механики.

2.1. Квантовая электродинамика продуктивного пласта – базовая основа подсчета структурных запасов нефти.

В этой работе впервые сделана попытка использовать информативность двойного электрического слоя (ДЭС), возникающего в капиллярах и трещинах породы пласта. Двойной электрический слой возникает при контакте двух фаз, из которых одна является жидкой. Стремление системы понизить поверхностную энергию приводит к тому, что частицы на поверхности раздела фаз ориентируются особым образом. Вследствие этого контактирующие фазы приобретают заряды противоположного знака, но равной величины, что приводит к образованию двойного электрического слоя (рис.2).

Образующийся двойной слой можно подразделить на плотную часть δ (слой Гельмгольца), образуемый ионами, прилегающими непосредственно к поверхности стенки капилляров породы, и диффузную часть (слой Гуи) D. В результате электростатического притяжения ионов заряженной поверхностью, с одной стороны, и хаотического теплового движения молекул, под влиянием которого ионы стремятся равномерно распределиться в нефти, – с другой, ионная часть приобретает диффузное строение. Концентрация ионов, несущих заряд, противоположный заряду поверхности породы, уменьшается по мере удаления от поверхности, а концентрация ионов, имеющих заряд, одинаковый по знаку с зарядом породы, возрастает по мере удаления от поверхности (рис.2). Слой Гельмгольца или адсорбционный слой, примыкающий непосредственно к межфазной поверхности имеет толщину δ, равную радиусу потенциалопределяющих ионов [13].

system's tendency toward lower surface energy causes the particles at the interface to orient themselves in a particular way. As a result, the contacting phases acquire charges of opposite sign but equal magnitude, which causes an electrical double layer to form (Fig. 2).

The resulting double layer can be divided into the compact portion δ (Helmholtz layer) formed by ions directly adjoining the surface of the rock capillary wall and the diffuse portion (Gouy layer) D. As a result of electrostatic attraction between the ions and the charged surface, on the one hand, and the chaotic thermal movement of molecules prompting the ions to evenly distribute in the oil, on the other, the ionic portion of the solution acquires a diffuse structure. The concentration of ions carrying a charge opposite to that of the rock surface decreases with distance from the surface, and the concentration of ions having a charge of the same sign as the rock charge increases with distance from the surface (Fig. 2). The Helmholtz layer, also known as the adsorption layer, directly adjoining the interfacial surface has thickness δ equal to the radius of the potential-determining ions [13].

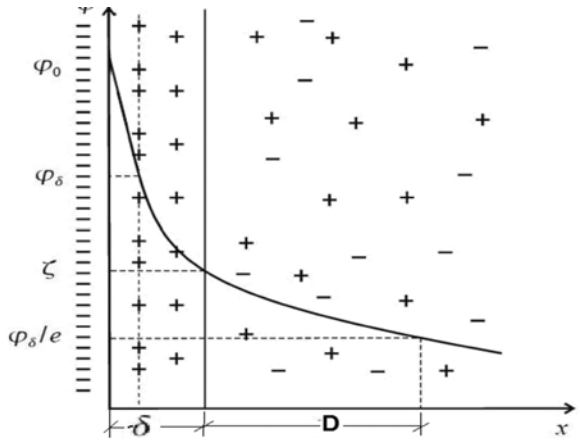

Рис. 2. - Fig 2.

The total thickness of the diffuse layer D depends on a number of fundamental constants:

$$D=\sqrt{(\varepsilon RT / 8\pi e^2 N_A \sum C_i Z_i^2)}, \quad (3)$$

where ε is the absolute dielectric constant of the fluid, **R** is Boltzmann's constant, **T** is the absolute temperature, **e** is the electron charge, N_A is Avogadro's number, C_i is the concentration of cations of different nature, Z_i is the valence of the cations. In this formula, Boltzmann's constant **R** is extremely important.

If Planck's constant $\hbar$ defines the boundary between the macrocosm, where the laws of Newton's mechanics apply, and the microcosm, where the laws of quantum mechanics apply, the constant **R** establishes a direct

Общая толщина диффузного слоя D, зависит от целого ряда фундаментальных констант:

$$D=\sqrt{(\varepsilon RT / 8\pi e^2 N_A \sum C_i Z_i^2)}, \quad (3)$$

где ε – абсолютная диэлектрическая проницаемость жидкости, **R** – постоянная Больцмана, **T** – абсолютная температура, **e** – заряд электрона, N_A – число Авогадро, C_i - концентрация катионов различной природы, Z_i – валентность катионов. В этой формуле чрезвычайно важной является константа Больцмана **R**.

Если постоянная Планка $\hbar$ определяет границу между макромиром, где действуют законы механики Ньютона, и микромиром, где действуют законы квантовой механики, то константа **R** напрямую связывает характеристики микромира с характеристиками макромира. Эту связь обеспечивает постоянная Больцмана **R**, равная 1,38 х 10^{-23} Дж/К. Общую толщину **D** диффузного слоя определить сложно. Для практических расчетов принимают, так называемую эффективную толщину **λ** диффузионной части ДЭС. Эффективная толщина диффузного слоя **λ** – это расстояние, где потенциал на границе плотного и диффузного слоев падает в **e** (основание натурального логарифма) раз. Диффузный слой или слой Гуи, в котором находятся противоионы имеет толщину **λ**, которая зависит от свойств системы и может достигать больших значений. Величина **λ** определяется при математическом описании ДЭС выражением

$$\lambda = \sqrt{\frac{\varepsilon \cdot \varepsilon_0 \cdot RT}{2 \cdot C \cdot (Z \cdot F)^2}} \quad (4)$$

где **ε** — диэлектрическая постоянная; **R** — газовая постоянная, 8,3 Дж\(моль*Кл); **T** — абсолютная температура; **Z** — заряд иона; **F** — число Фарадея, 96400 Кл \ моль; **C** — концентрация ионов, моль – ион \ литр; ε_0 — электрическая константа, 8,85 *10^{-12} Ф/м.

Толщину плотного слоя **δ** – слоя Гельмгольца определяют по значению потенциалопределяющих ионов. Эффективную толщину диффузного слоя **λ** – по формуле (4). Общая толщина ДЭС составляет 1,5… 8.5 мкм [13]. По средним значениям **δ** и **λ** построен профиль скоростей течения нефти по капиллярам для различных значений притока (рис.3,4). Определены предварительные значения содержания нефти по структурным параметрам.

relationship between the characteristics of the microcosm and the characteristics of the macrocosm. In charge of this relationship is Boltzmann's constant **R**, which is equal to 1.38 x 10-23 J/K. The total thickness **D** of the diffuse layer is difficult to determine. The value that is used for practical calculations is the so-called effective thickness **λ** of the diffuse portion of the EDL. The effective thickness of the diffuse layer, **λ**, is the distance at which the potential existing at the boundary between the compact and the diffuse layers drops e (the base of natural logarithms) times.The diffuse layer, or the Gouy layer, in which the counterions are located, has thickness **λ**, which depends on the properties of the system and can become quite large. The value of **λ** is determined for purposes of mathematical description of the EDL using the following expression:

$$\lambda = \sqrt{\frac{\varepsilon \cdot \varepsilon_0 \cdot RT}{2 \cdot C \cdot (Z \cdot F)^2}} \quad (4)$$

where **ε** is the dielectric constant; **R** is the gas constant, 8.3 J/(mol·K); **T** is the absolute temperature; **Z** is the ion charge; **F** is the Faraday constant, 96400 C/mol; **C** is the concentration of ions, mol-ion/l; ε_0 is the electric constant, 8.85 x 10-12 F/m.

The thickness of the compact layer **δ** (the Helmholtz layer) is determined based on the value of the potential-determining ions. The effective thickness of the diffuse layer, **λ**, is determined using formula (4). The total thickness of the EDL ranges between 1.5 and 8.5 μm [13]. The average values of **δ** and **λ** are used to construct a capillary oil-flow velocity profile covering the entire influx rate value range (Fig. 3 & 4). The preliminary values of oil content have been determined based on structural parameters.

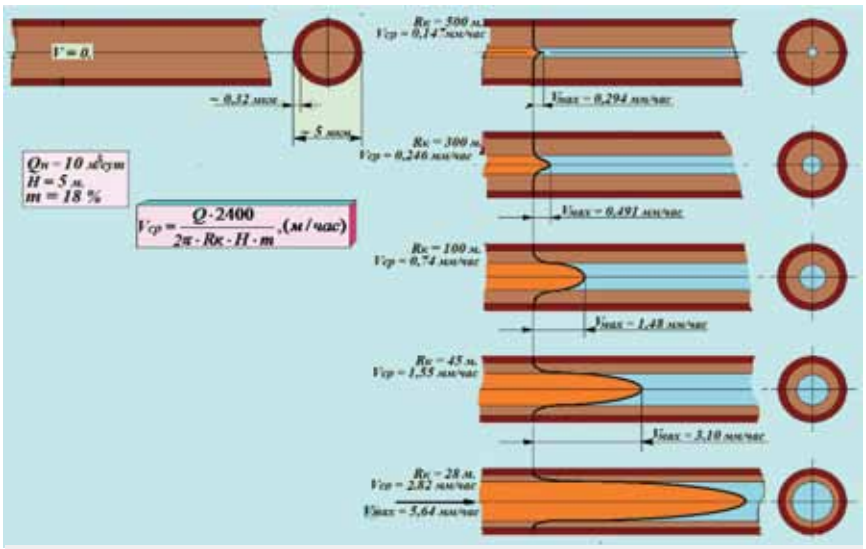

Рис. 3. - Fig 3.

Fig. 3 Changes in the flow profile and thickness profile of the diffuse layer at different capillary oil-flow velocities for a capillary diameter of 5 μm.

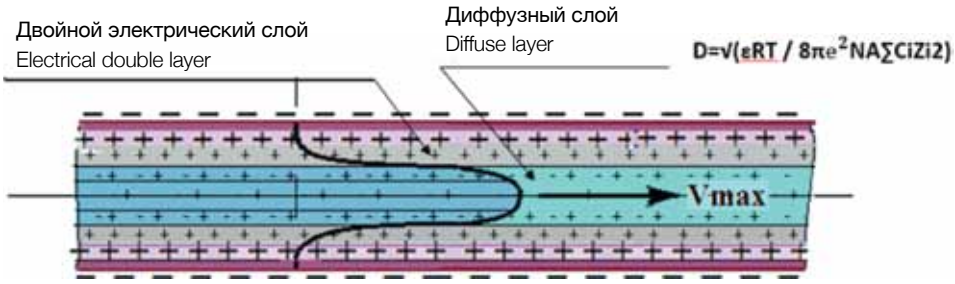

Рис. 4. - Fig 4.

Рис. 3. Изменение профиля течения и толщины диффузного слоя при различных скоростях течения нефти по капиллярам, диаметром 5 мкм.

На рис. 4 схематично показан двойной электрический слой в капиллярах породы, содержащий слой Гельмгольца и диффузный слой.

Слою Гельмгольца **δ** соответствует неподвижный пристенный (твердый) слой – абсолютно не извлекаемая часть нефти. По объему этот слой составляет 6…8% от геологических запасов и полностью входит в объем балансовых запасов.

Высоковязкая малоподвижная прослойка нефти, переходящая к диффузному слою D составляет 20…25% от геологических запасов. Этот объем можно отнести практически к не извлекаемой части нефти при современном уровне развития техники и технологии добычи. Кроме того на эту прослойку все еще сильное влияние оказывает притяжение заряженных частиц плотного двойного электрического слоя Гельмгольца.

Переходной слой – трудноизвлекаемая часть, относится к начальной области диффузного слоя D, где силы взаимного притяжения заряженных частиц начинают снижаться по экспоненте. Объем трудноизвлекаемой части составляет 25…32% от геологических запасов.

Подвижная – извлекаемая часть нефти. При этом концентрация ионов, несущих заряд, противоположный заряду поверхности породы, уменьшается по мере удаления от стенки капилляра, а концентрация ионов, имеющих заряд, одинаковый по знаку с зарядом породы, возрастает. Сила притяжения и отталкивания заряженных ионов нейтрализуется.

Объем подвижной - извлекаемой части составляет

Fig. 4 shows a schematic diagram of an electrical double layer in the capillaries of the rock, comprising a Helmholtz layer and a diffuse layer. The Helmholtz layer **δ** is the immobile (solid) wall-boundary layer containing oil that absolutely cannot be extracted. In terms of volume, this layer accounts for 6–8 % of Oil Initially in Place (OIIP) and is fully included in Commercial Oil in Place (COIP) volumes.

The high-viscosity, low-mobility intermediate oil layer that forms the transition boundary between the Helmholtz layer and the diffuse layer D comprises some 20–25 % of OIIP. This volume can be classified as a practically non-recoverable portion of oil reserves given the current state of development of production equipment and technology. Moreover, this layer is still strongly influenced by the attraction of charged particles from the compact double Helmholtz layer.

Профиль скоростей течения нефти по капиллярам
Capillary oil-flow velocity profile

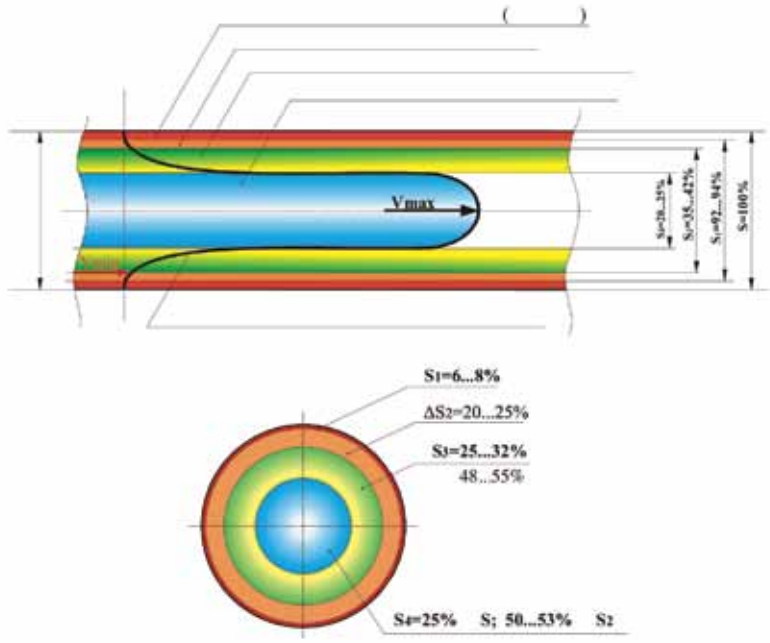

Рис. 5. - Fig 5.

The transition layer, which should be classified as hard-to-recover, is located at the 'take-off' region of the diffuse layer D, starting from which the forces of mutual attraction between charged particles begin to decrease exponentially. The size of the hard-to-recover portion is 25–32 % of OIIP.

The mobile layer of oil constitutes the readily recoverable portion. Here, the concentration of ions carrying a charge opposite to that of the rock surface decreases with distance from the capillary wall, and the concentration of ions having

25…35% от геологических запасов, без учета слоя Гельмгольца –35…45%.

В структурных запасах (рис.6) объемы нефти высоковязкой малоподвижной прослойки и переходного слоя объединены и процентные соотношения указаны от доли балансовых запасов.

Рис. 6.

Краткое сведения об авторе :

Роберт Муфазалов

- 270 научных работ, из них:
- 117 изобретений;
- 13 монографий (научные книги);
- 4 учебников для вузов (с грифом минвуза);
- Заслуженный изобретатель Респ. Башкортостан;
- Изобретатель СССР;
- Отличник Министерства нефтяной промышленности СССР;
- Включен в энциклопедию «Инженеры Урала»;
- Член-корреспондент РАЕН;
- Участник более 30 международных конференций, конгрессов и всемирных выставок по новейшим и наукоемким технологиям.

Научные интересы:
квантовая геомеханика, подземная гидродинамика, гидравлика, нелинейная гидроакустика, техника и технология бурения, гидромеханика добычи нефти, нефтехимия, медицина - (8 патентов на изобретения), разработка и создание высоких технологий для нефтегазохимического комплекса.

Литература - Bibliography

1. A. F. van Everdingen and W. Hurst. The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs. – Trans. AIME, Vol. 186, 1949. – pp. 305–24.

a charge of the same sign as the rock charge increases. The forces of attraction and repulsion generated by charged ions are neutralized.

The size of the mobile, readily recoverable portion is 25–32 % of OIIP, or 35–45 % excluding the Helmholtz layer.

The oil reserves structure shown below (Fig. 6) combines the oil volumes pertaining to the highly viscous low-mobility layer and the transition layer; the values given are percentages of COIP.

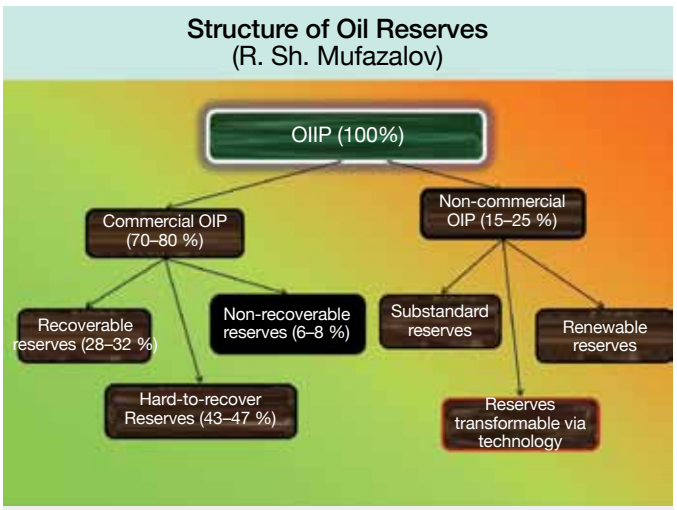

Fig 6.

Brief information about the author:

Robert Mufazalov

- 270 academic papers, of which:
- 117 inventions;
- 13 monographs (scientific books);
- 4 university textbooks (endorsed by the Ministry of Higher Education);
- Honored Inventor of the Republic of Bashkortostan;
- Inventor of the USSR;
- Excellence Award from the Ministry of Oil Industry of the USSR;
- Included in the encyclopedia «Ural Engineers»;
- Corresponding Member of the Academy of Natural Sciences;
- Participant of more than 30 international conferences, congresses, and international exhibitions on the latest and research-intensive technology.

Academic interests:
Quantum geomechanics, subsurface hydrodynamics, hydraulics, nonlinear hydroacoustics, drilling equipment and technology, oil production hydromechanics, petrochemistry, development and creation of high technology for the petrochemical complex.

2. M. F. Hawkins, Jr. A note on the skin effect. – Trans. AIME, Vol. 207, 1956. – pp. 356–57.

3. Муфазалов Р. Ш. Исторические ошибки и заблуждения, допущенные в теории гидродинамики нефтяного пласта и их последствия. Часть 1, 2, 3. // Труды 12 – Международного симпозиума «Энергоресурсоэффективность и энергосбережение». – Казань: «Центр Оперативной Печати». – 2011. – С. 409–464. [R. Sh. Mufazalov. Historical errors and misconceptions at work in the oil reservoir hydrodynamics theory, and their consequences. Part 1, 2, 3. // Proceedings # 12 of the International Symposium titled "Power resource efficiency and power savings." – Kazan: Tsentr Operativnoy Pechati. – 2011. – pp. 409–464.]

4. Муфазалов Р. Ш. Скин-фактор. Исторические ошибки и заблуждения, допущенные в теории гидродинамики нефтяного пласта. – Георесурсы. № 5. – 2013. – С. 34–48. [R. Sh. Mufazalov. Skin factor. Historical errors and misconceptions at work in the oil reservoir hydrodynamics theory. – Georesources. Issue # 5. – 2013. – pp. 34–48.]

5. R. Sh. Mufazalov. Skin factor and its importance for evaluating borehole environmental conditions for a productive formation. // «ROGTEC», Oil & Gas Magazine. Issue # 19. – pp. 18–36.

6. Муфазалов Р. Ш. Скин-фактор. Фундаментальные зависимости параметров пласта, скважины, оборудования и фундаментальное заключение. // Материалы научно-практической конференции «Актуальные вопросы разработки нефтяных месторождений на поздних стадиях». Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2010. – с. 80–93. [R. S. Mufazalov. Skin factor. Fundamental relationships between the reservoir, well, and equipment parameters and a fundamental conclusion. // Materials of the International Research & Practice Conference titled "Topical issues of mature oil and gas fields development." Ufa: UGNTU Publishing House. – 2010. – pp. 80–93.]

7. Муфазалов Р. Ш. Исторические ошибки и заблуждения, допущенные в теории подземной гидродинамики, и ее новая парадигма. // Материалы международной научно-практической конференции «Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений». – Казань: Изд-во НПО «Ихлас». – 2016. Т. 2. – с. 58–63. [R. Sh. Mufazalov. Historical errors and misconceptions at work in the theory of subsurface hydrodynamics and a new paradigm for it. // Materials of the International Research & Practice Conference titled "Innovation in the exploration and development of oil and gas fields." – Kazan. Ikhlas Publishing House. – 2016. Vol. 2. – pp. 58–63]

8. R. Sh. Mufazalov. Skin factor. Relationships, conclusions, and the formula for the key hydrodynamic parameters. // ROGTEC, Oil & Gas Magazine. Issue # 41. – pp. 74–88.

9. Муфазалов Р. Ш. Теорема Тима. Фундаментальные зависимости гидродинамических параметров пласта и скважины, и их взаимосвязь – основа инновационного проектирования процессов разработки нефтегазовых месторождений. // Материалы Международной научно-практической конференции «Моделирование геологического строения и процессов разработки – основа успешного освоения нефтегазовых месторождений». – Казань: Изд-во «Слово». – 2018. – с. 67–69. [R. Sh. Mufazalov. Tim's Theorem. Fundamental dependences among the hydrodnamic parameters of the reservoir and the well and their interrlationships as a basis for innovative process design solutions for oil and gas field development. // Materials of the International Research & Practice Conference titled "Modeling the geological structure and development processes as a basis for successful exploitation of oil and gas fields. – Kazan. Slovo Publishing House. – 2018. – pp. 67–69.]

10. Фейнман Р. Квантовая электродинамика. 3-е изд. – М.: Наука. – 2004. – 255 с. [R. Feynman. Quantum electrodynamics. 3rd ed. – Moscow: Nauka. – 2004. – 255 pp.]

11. Грибов В. Н. Квантовая электродинамика. – Ижевск: РХД. – 2001. – 288 с. [V. N. Gribov. Quantum electrodynamics. – Izhevsk: RKhD. – 2001. – 288 pp.]

12. Берестецкий В. Б., Лифшиц Е. М., Питаевский Л. П. Квантовая электродинамика. – М.: Физматлит. – 2002. – 720 с. [V. B. Berestetsky, Ye. M. Lifshits, L. P. Pitayevskiy. Quantum electrodynamics. – Moscow: Fizmatlit. – 2002. – 720 pp.]

13. Дамаскин Б. Б., Петрий О. А. Введение в электрохимическую кинетику. 2-е изд. – М.: Наука. – 1983. [B. B. Damaskin, O. A. Petriy. Introduction to electrochemical kinetics. 2nd ed. – Moscow: Nauka. – 1983.]

14. Муфазалов Р. Ш. Квантовая электродинамика пласта – фундаментальная основа подсчета структурных запасов нефти. // Материалы Международной научно-практической конференции «Моделирование геологического строения и процессов разработки – основа успешного освоения нефтегазовых месторождений». – Казань: Изд-во «Слово». – 2018. – с. 296–300. [R. Sh. Mufazalov. Quantum electrodynamics of the reservoir as a basis for successful exploitation of oil and gas fields. // Materials of the International Research & Practice Conference titled "Modeling the geological structure and development processes as a basis for successful exploitation of oil and gas fields. – Kazan. Slovo Publishing House. – 2018. – pp. 296–300.]