Methodical Justification of Differentiation of Productive Layer by Methods of the Geological Field and Statistical Analysis

D.Y. Chudinova* (FSBEU HE USPTU), Y.A. Kotenev (FSBEU HE USPTU), S.K. Sultanov (FSBEU HE USPTU)

SUMMARY

In work methodical justification of differentiation of productive layer is described by methods of the geological field and statistical analysis. An object of a research is productive layer of one of large-scale deposits of Western Siberia of the North of the Surgut arch. The algorithm of differentiation includes ranging of layer on lithofacies zones, about use of electrofacial models on relative values of the PS-method $\Delta\psi$, allocation of classes of heterogeneity, the characterizing heterogeneity of an object and ranging of a well stock by methods of neural network modeling. The received distribution has been correlated to cards of development of efficiency. Comparison has shown that the maximum coefficients of efficiency reflect position of sandy bodies, such as bars and underwater shaft in the spatial relation. The maximum concentration of residual stocks and bad production of productive layer belongs to the muddled heterogenic zones of alongshore gullies and a prefrontal zone the beach.

Методическое обоснование дифференциации продуктивного пласта методами геолого-промыслового и статистического анализа

Чудинова Д.Ю.* (ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет), Котенев Ю.А. (ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет), Султанов Ш.Х. (ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Введение

Подбор эффективных геолого-технических мероприятий и оптимизация системы разработки многих месторождений является наиболее актуальным вопросом в настоящее время.

Правильное понимание проблем формирования и локализации остаточных запасов по площади позволяет специалистам своевременно принимать решения для оптимизации системы разработки, с целью эффективного отбора извлекаемых запасов [5].

Авторами работы предложено методическое обоснование дифференциации продуктивного пласта методами геолого-промыслового и статистического анализа.

Объектом исследования является основной нефтесодержащий пласт нижнего мела крупного месторождения Западной Сибири, в тектоническом плане относящийся к северу Сургутского свода [1,2].

Метод

Первым этапом является деление продуктивного пласта на зоны, основанного на методе фациального анализа по электрометрическим моделям с привязкой по керну (рис.1).

Рисунок 1 Выделение зон остаточных запасов нефти продуктивного пласта

Для выделения фациальных зон пласта использовались данные метода электрокаротажа по скважинам — метод потенциалов собственной поляризации (ПС), а именно не абсолютные значения ПС в мВ, а относительные — $\Delta\text{ПС}$ [3,4].

Согласно анализу кривых $\Delta\text{ПС}$ продуктивного пласта в пределах изучаемой территории, были выделены группы, относящиеся к разным фациальным обстановкам:

- лагуна;
- зона пляжей, включающая прилагунный, верхний и нижний пляжи;
- промоины разрывных течений;
- вдольбереговые промоины;
- предфронтальная зона пляжа;
- сеть трангрессивных баров в предфронтальной зоне;
- сеть вдольбереговых баров, контролирующих лагуну;
- сеть подводных валов в предфронтальной зоне (рис.2).

По полученным данным, авторами была построена карта распространения фациальных зон

продуктивного пласта. Исходя из полученной карты, распространение фациальных зон имеет субмеридиональное направление. Фациальные зоны протягиваются полосами шириной от 2 до 6 км. Каждая выделенная авторами зона представлена различными породами и отличными фильтрационно-емкостными свойствами, характеризующимися разными уровнями гидродинамической активности (от II - $\alpha_{ПС} = 0,8-0,9$ – фация верхнего пляжа до IV - $\alpha_{ПС} = 0,2-0,4$).

Вторым шагом дифференциации продуктивного пласта стало деление пласта по классам неоднородности. Данное деление основано на детальном изучении неоднородности пласта.

Площадное распределение макронеоднородности было оценено на основании параметров песчаности и расчлененности. Сопоставление полученных карт по указанным параметрам, а именно так называемым методом шкалирования позволило получить карту распространения классов неоднородности. Таким образом, было выделено 4 класса неоднородности (рис.3), а именно:

- 1 класс: низкие значения расчлененности и низкие значения коэффициента песчаности;
- 2 класс: низкие значения расчлененности и высокие значения коэффициента песчаности;
- 3 класс: высокие значения расчлененности и высокие значения коэффициента песчаности;
- 4 класс: высокие значения расчлененности и низкие значения коэффициента песчаности.

1 класс неоднородности в плане отвечает зоне распространения лагуны, 2 зона отвечает зоне распространения фациям пляжа, 3 зона – баров и подводных валов, 4 – зона отвечает участкам предфронтальной зоны пляжа, а также зонам вдольбереговых промоин. Полученные зависимости классов неоднородности с распространением фациальных зон не противоречат основам осадконакопления и характеристикам литолого-фациальных обстановок.

Третий этап - классификации скважин изучаемого пласта по множеству признаков. С этой целью было проведено группирование фонда скважин с использованием искусственных нейронных сетей. Группирование или классификация с помощью искусственных нейронных сетей включало в себя несколько этапов – формирование матрицы фонда скважин, нормирование исходных данных (параметров геолого-физических и промысловых характеристик скважин), корреляционный анализ, обучение нейронной сети.

Оценивались следующие геологические, технологические и расчетные параметры: коэффициент пористости, проницаемость, нефтенасыщенность, коэффициент песчаности, коэффициент расчлененности, эффективная нефтенасыщенная толщина, обводненность текущая, обводненность накопленная, пластовое давление текущее, остаточные запасы, текущий дебит нефти, текущий дебит жидкости, время работы в часах, накопленный отбор нефти, накопленный отбор жидкости, начальный дебит нефти, начальный дебит жидкости.

Исходное множество включало 555 данных, из них 95 % было выбрано как обучающее множество (527 единиц данных множества) и 5 % как тестовое (28 единиц данных множества).

В общей сложности по результатам нейронной сети выделено 4 группы скважин, наиболее близких по своим геологическим и технологическим параметрам.

Рисунок 3 Карта распространения фациальных зон: 1 – лагуна; 2-прилагуный пляж; 3-верхний пляж; 4- бары; 5-предфронтальная зона; 6 – подводные валы

Рисунок 2 Карта классов неоднородности продуктивного пласта

Каждая из выделенных групп обладает своими характерными признаками. Так, первая группа имеет повсеместное распространение и характеризуется повышенными запасами, высокой расчлененностью (от 1 до 10 пропластков) Коэффициент пористости 0,18, проницаемость на уровне 23,2 мД, с высоким значением начальной нефтенасыщенности -74 %.

Вторая группа имеет схожие параметры первой группы. Скважины второй группы, как и первой в своем большинстве расположены в зонах повышенных эффективных нефтенасыщенных толщин (большая часть по площади локализована в чистонефтяной зоне). Во второй группе скважины расположены также в зонах высокорасчлененных, с максимальной расчлененностью до 20. Однако, средняя проницаемость по второй группе скважин в несколько раз ниже, чем в первой.

Как и по первой группе скважин, во второй отмечается высокая концентрация запасов по разрезу, высокая зональная и слоистая неоднородность. На долю второй группы приходится около 19 % остаточных извлекаемых запасов нефти.

Третья группа скважин имеет повсеместное распространение по всему анализируемому пласту. Большая часть их расположена в чисто-нефтяной зоне (ЧНЗ) и часть по периферии водо-нефтяной (ВНЗ).

Третья группа от первых двух групп имеет значительные отличия по технологическим параметрам. Так, для скважин этой группы характерно высокое текущее пластовое давление по выделенным группам скважинам и относительно низкое значение текущей обводненности. Скважины этой группы имеют самые низкие показатели как времени работы, так и соответственно накопленных отборов нефти и жидкости. Скважины третьей группы можно охарактеризовать как низкопродуктивные.

Четвертая группа самая многочисленная, в нее вошли 187 скважин (40 % от общей выборки).

Скважины 4 группы в пространственном отношении приурочены, как к ЧНЗ, так и к ВНЗ. Отличительной особенностью группы является высокие значения проницаемости, пористости, песчанистости по скважинам, а также низкое значение расчлененности. Зоны расположения четвертой группы скважин можно охарактеризовать как высокопродуктивные.

Полученное распределение фонда скважин позволило установить, что скважины первой группы в своем большинстве относятся к фациям вдольбереговых промоин, промоин разрывных течений, а также трансгрессивного бара, что в большей степени относится к 4 классу неоднородности. Вторая группа скважин также, как и первая в пространственном отношении относятся к фациям вдольбереговых промоин, промоин разрывных течений и частично к области предфронтальной зоны. Третья зона – к зоне прилагунного пляжа и предфронтальной зоны. Четвертая группы – к зонам пляжа и ко второму классу неоднородности.

Выводы

Ранжирование продуктивного пласта, как по геолого-физическим и промысловым данным позволило авторам сравнить полученное распределение с картами выработки продуктивности. Данное сопоставление показало, что максимальные коэффициенты продуктивности в пространственном отношении отражают положение песчаных тел, таких как бары и подводные валы. Максимальное сосредоточение остаточных запасов и плохая выработка продуктивного пласта относится к глинизированным сильнорасчлененным зонам вдольбереговых промоин и предфронтальной зоне пляже.

Предложенное авторами методическое обоснование дифференциации продуктивного пласта методами геолого-промыслового и статистического анализа позволит подобрать рациональные и эффективные методы увеличения нефтеотдачи учетом указанной зональности.

Библиография

1. Чудинова Д.Ю., Сиднев А.В. Геолого-технические мероприятия по контролю и регулированию разработки месторождений Когалымской группы на завершающей стадии// Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2016. № 1. С.119-137
2. Валеев А.С., Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Л.С. Бриллиант, Д.Ю. Чудинова Методические основы планирования и организации интенсивных систем заводнения (на примере пластов Ватъеганского и Тевлинско-Русскинского месторождений)// Экспозиция Нефть Газ. Выпуск 3(49) апрель 2016.Издательство ООО «Экспозиция Нефть Газ», 108. с.38-44
3. Зацепин О.Г., Стенькин А.В., Икс В.В., Котенев Ю.А., Чудинова Д.Ю. Проблемы интенсификации добычи нефти в низкопродуктивных пластах сложного геологического строения месторождений Краснотенинского свода Западной Сибири // Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском. Материалы в 2-х томах. 2016. С. 166-170.
4. Фазылова Л.Р., Котенев Ю.А., Чудинова Д.Ю., Валеев А.С., Дулкарнаев М.Р. Особенности распределения физических свойств нефти в пластах Ватъеганского нефтяного месторождения // Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском. Материалы в 2-х томах. 2016. С. 263-267.
5. Котенёв Ю.А., Зейгман Ю.В., Султанов Ш.Х., Мухаметшин В.Ш., Котенёв А.Ю. Экспериментальные и модельные результаты циклического воздействия на продуктивные пласты с высоковязкой нефтью // Нефтепромысловое дело. 2017. № 4. С. 5-10.

References

1. Chudinova D.Yu., Sidnev A.V. Geological-technical measures for control and regulation of development of deposits of Kogalym group in concluding stage// Online scientific magazine "Neftegazovoye Delo". 2016. No. 1. P. 119-137
2. Valeev A. S., Dulkarnayev M. R., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.H., L.S. Brilliant, Chudinova D.Yu. Methodical bases of planning and organizing intensive flooding systems (on example Vateganskoe and Tevlinsko-Russkinskoe fields)//Exposition Oil Gas. Release 3 (49) April, 2016. LLC Expozition Neft Gaz publishing house, 108. p. 38-44
3. Zatsepin O.G., Stenkin A.V., Ickx V.V., Kotenev Yu.A., Chudinova D. Yu. Oil production intensification problems in low-productive layers of a complex geological structure of fields of the Krasnoleninsky arch of Western Siberia//the Collection of scientific works of the 43rd International scientific and technical conference of young scientists, graduate students and students devoted to the 60 anniversary of USPTU branch in. October. Materials in 2 volumes. 2016. P. 166-170.
4. Fazylova L.R., Kotenev Yu.A., Chudinova D. Yu., Valeev A. S., Dulkarnayev M. R. Features of distribution of physical properties of oil in layers of the Vatyegansky oil field//the Collection of scientific works of the 43rd International scientific and technical conference of young scientists, graduate students and students devoted to the 60 anniversary of USPTU branch in. October. Materials in 2 volumes. 2016. P. 263-267.
5. Kotenyov Yu.A., Zeygman Yu.V., Sultanov Sh.H., Mukhametshin V.Sh., Kotenyov Yu.A. Experimental and model results of cyclic impact on productive layers with high-viscosity oil//Oil-field business. 2017. No. 4. P. 5-10.