

УДК 624.131.431.2:622.14(571.122)

**ВЫДЕЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В РАЗРЕЗАХ
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН ЕРШОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**
PRODUCING RESERVOIR ISOLATION WITHIN PRODUCTION
WELLS PROFILE OF ERSHOVOYE FIELD

Г. Е. Строянецкая

G. E. Stroyanetskaya

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: коллекторы; раствор; керн; пористость; геофизические исследования; газонасыщенность; зависимость

Key words: reservoirs; solution; core; porosity; geophysical surveys; gas saturation; dependence

Ершовое месторождение расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 50 км на восток от Самолторского месторождения, открыто в 1979 году, в 1981-м введено в промышленную разработку. В пласте БВ₁₀ выявлены две водоплавающие залежи. При опробовании пласта были получены притоки нефти с пластовой водой. При этом дебиты нефти составили от 0,4 до 3 м³/сут, дебиты пластовой воды — от 9,6 до 37 м³/сут.

Эксплуатационные скважины на месторождении бурились на глинистых растворах с пресной водной основой. Параметры растворов следующие: удельный вес 1,1–1,2 г/см³, вязкость 20–30 с, удельное электрическое сопротивление (УЭС) 1,5–3 Ом·м при пластовой температуре. Минерализация вод пласта БВ₁₀ составляет 30 г/л, УЭС пластовых вод 0,12 Ом·м, температура ≈ 70 °С. Разрез месторождения представлен глинами, средне- и мелкозернистыми песчаниками и алевролитами кварц-полевошпатового состава. Коллекторы представлены песчаниками.

В эксплуатационных скважинах выполнены общие и детальные геофизические исследования. Детальные исследования включали метод потенциалов собственной поляризации (ПС), боковое каротажное зондирование (БКЗ), боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК), нейтронный каротаж (НК), гамма-каротаж (ГК), резистивиметрию.

В поисково-разведочных скважинах дополнительно проведены следующие методы: микрокаротаж (МК), боковой микрокаротаж (БМК), двухзондовый нейтрон-нейтронный каротаж (2ННКТ), кавернометрия (КВ).

Технология и продолжительность бурения скважин, соотношение удельного сопротивления пластовой воды и фильтрата промывочной жидкости способствовали образованию против проницаемых пород отрицательных амплитуд ПС, а также изменению удельного сопротивления коллекторов в радиальном направлении.

Оценка характера насыщения коллектора по данным геофизических исследований скважин (ГИС) требует определения его УЭС (ρ_n), коэффициента пористости (K_n) и сведений об УЭС пластовых вод (ρ_g). Для чистых пористых коллекторов с высоким коэффициентом нефтегазонасыщенности ($K_{не}$) характер насыщения можно определить по величине ρ_n или значениям кажущихся сопротивлений, зарегистрированных оптимальными зондами. Обусловлено это тем, что УЭС чистых пористых коллекторов с высокими значениями нефтегазонасыщенности ($K_{не}$) должно быть значительно больше УЭС аналогичных водоносных коллекторов.

Чистые пористые нефтенасыщенные коллекторы выделяются на фоне водонасыщенных коллекторов высокими показаниями на кривых бокового каротажного зондирования, бокового каротажа, потенциал-зонда, эффективного сопротивления по данным индукционного каротажа ($\rho_k^{ук}$). Пример выделения чистого пористого нефтенасыщенного коллектора в разрезе условной скв. № 1* Ершового месторождения представлен на рисунке 1.

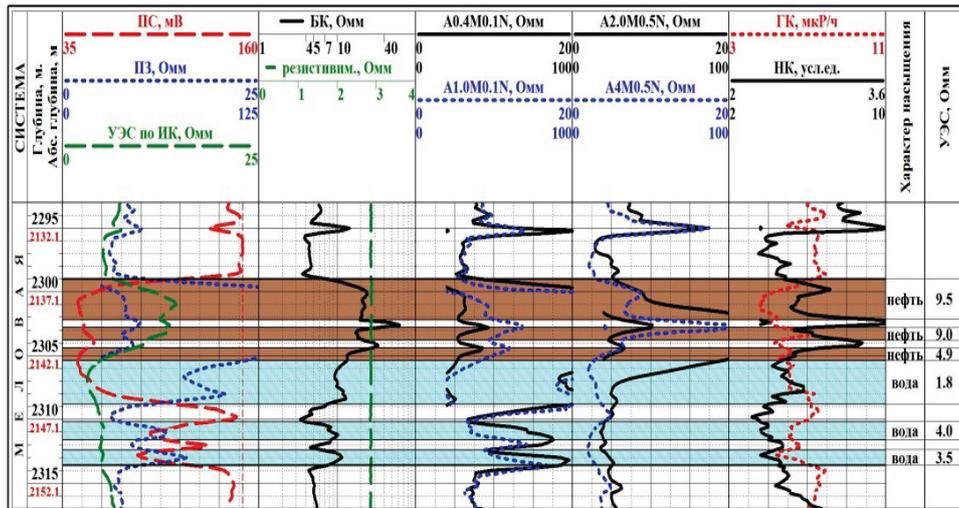


Рис. 1. Выделение в разрезе скв. № 1* чистого пористого нефтенасыщенного коллектора с высоким коэффициентом нефтегазонасыщенности

Выделение глинистых продуктивных коллекторов с низким $K_{нг}$ является сложной задачей. Пример выделения глинистых продуктивных коллекторов с невысоким коэффициентом нефтегазонасыщенности в разрезе условной скв. № 2* представлен на рисунке 2.

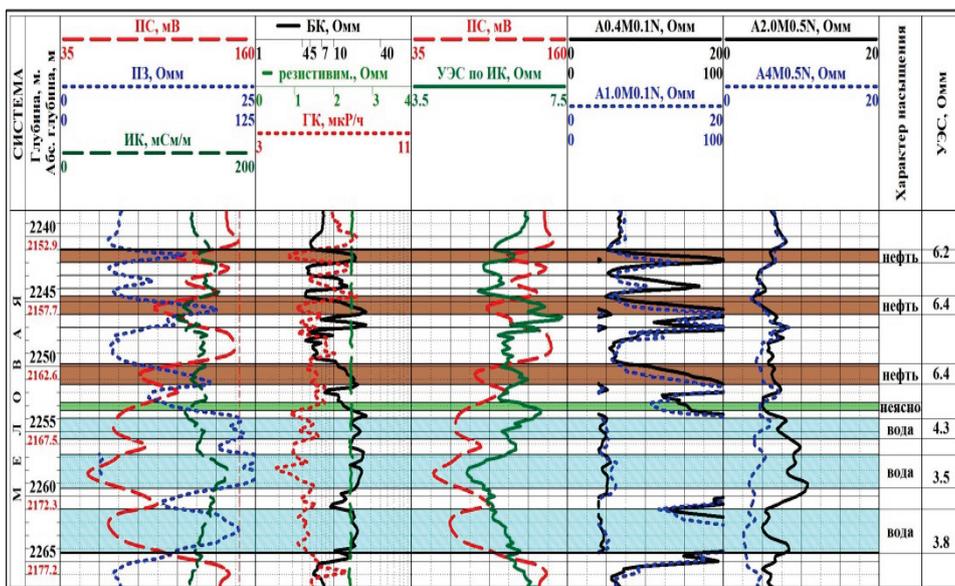


Рис. 2. Выделение в разрезе скв. № 2* глинистых нефтенасыщенных коллекторов с низким коэффициентом нефтегазонасыщенности

Глинистые продуктивные коллекторы с низким $K_{нг}$ могут почти не отличаться от водоносных коллекторов по кажущимся сопротивлениям и значениям электропроводности по кривой индукционного каротажа.

Оценка характера насыщенности таких коллекторов включает обоснование границ двух зон:

- однофазной фильтрации нефти;
- двухфазной фильтрации нефти и воды.

Нижней границей зоны двухфазной фильтрации и залежи в целом является водонефтяной контакт ВНК, ниже которого при опробовании получают однофазный приток воды, а выше — приток нефти с водой. Уровень безводного притока нефти — это верхняя граница зоны двухфазной фильтрации.

Кроме того, на практике существует зона неоднозначности по значениям УЭС, при которых получают как однофазные притоки нефти или воды, так и водонефтяную смесь.

В этом случае, наиболее надежное определение характера насыщения возможно по результатам сравнения УЭС коллектора (ρ_n) с критическим УЭС продуктивных коллекторов (ρ_n^*). Коллектор считается продуктивным при $\rho_n \geq \rho_n^*$. Значения ρ_n^* устанавливаются статистическим или петрофизическим способами [1]. Для пласта БВ₁₀ Ершового месторождения значения ρ_n^* установлены (рис. 3) на основании сопоставления относительной амплитуды кривой ПС (a_{nc}) с УЭС прослоев (ρ_n) по коллекторам с характером насыщения, подтвержденным результатами испытаний.

Из графика сопоставления a_{nc} с ρ_n следует, что коллекторы

- продуктивны, если $\rho_n \geq 1,2 \cdot a_{nc} + 4,8$;
- водонасыщены, если $\rho_n \leq -0,46 \cdot a_{nc} + 5,2$;
- «неясны» по насыщению, если попадают в зону неоднозначности при условии $-0,46 \cdot a_{nc} + 5,2 \leq \rho_n \leq 1,2 \cdot a_{nc} + 4,8$.

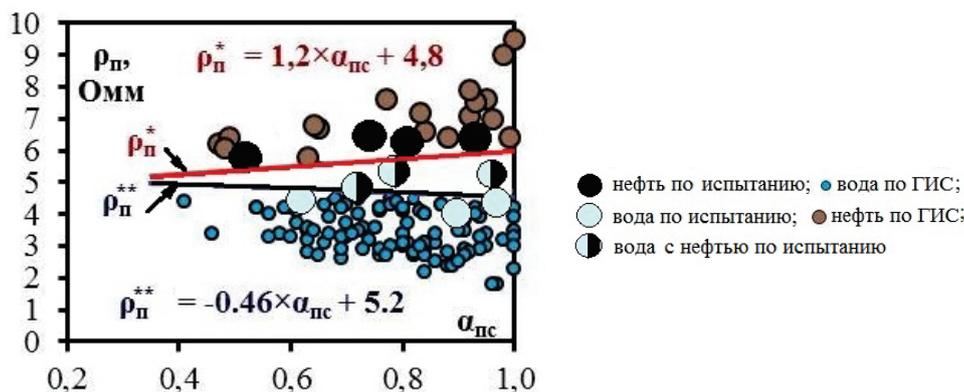


Рис. 3. Сопоставление a_{nc} с ρ_n

Визуально продуктивные коллекторы выделяются при совместном рассмотрении кривой ПС с кривой $\rho_k^{ик}$ (см. рис. 1, 2), так как в эксплуатационных скважинах зона проникновения небольшая и $\rho_k^{ик} \approx \rho_n$. В водоносных коллекторах наблюдается синхронность изменения кривых ПС и $\rho_k^{ик}$, в продуктивных отложениях — наоборот. Если продуктивные коллекторы глинистые, масштаб $\rho_k^{ик}$ должен быть как можно более детальным.

Кроме того, за счет соотношения фазовых проницаемостей зона проникновения фильтрата бурового раствора в водоносные коллекторы обычно больше, чем в нефтенасыщенные. Поэтому показания больших зондов БКЗ против продуктивных пластов становятся близкими к истинным УЭС. В водоносных коллекторах показания зонда А2М0.5N незначительно выше, чем А4М0.5N, при увеличении расстояния от ВНК это расхождение возрастает (см. рис. 2). Данная ситуация является

характерной, но наблюдается не во всех скважинах. Примером являются данные ГИС по условной скв. № 3* (рис. 4). На этом рисунке против второго нефтенасыщенного коллектора показания зонда А2М0.5N значительно выше показаний зонда А4М0.5N, а против водонасыщенных коллекторов А2М0.5N ≈ А4М0.5N.

В разрезах некоторых скважин продуктивные коллекторы осложнены плотными прослоями (см. рис. 4), что приводит к искажениям показаний индукционного каротажа. Теоретически УЭС проницаемых прослоев в неоднородном коллекторе, содержащем неколлектор с неактивным цементом (плотный карбонат или карбонатизированный прослой), можно найти из формулы [2]

$$1/\rho_n = \chi_{пл}/\rho_{пл} + (1-\chi_{пл})/\rho_{нп} , \quad (1)$$

где ρ_n — УЭС неоднородного коллектора (определяется по электрометрии); $\chi_{пл}$ — доля толщины плотного прослоя в неоднородном коллекторе (определяется как отношение толщины плотного прослоя к толщине неоднородного коллектора); $\rho_{пл}$ — УЭС плотного прослоя (принимается по БК); $\rho_{нп}$ — УЭС проницаемых прослоев в неоднородном коллекторе.

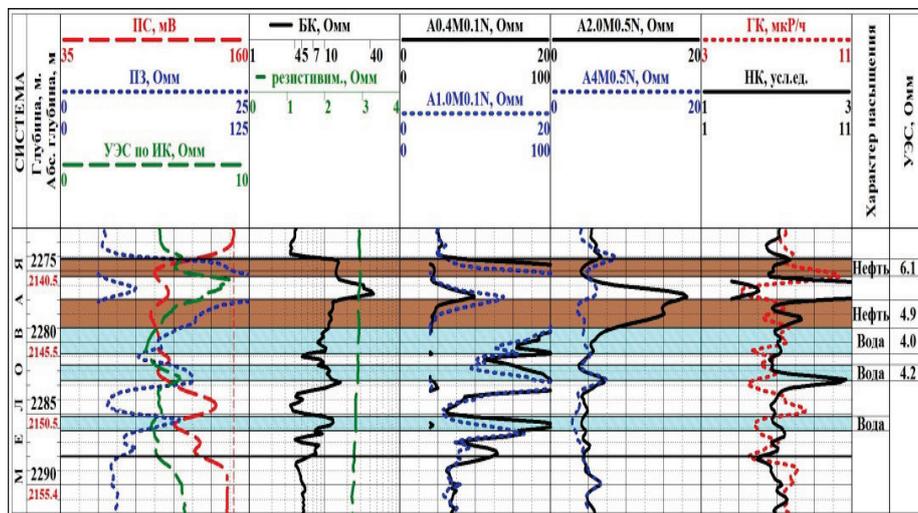


Рис. 4. Выделение в разрезе скважины № 3* нефтенасыщенных коллекторов, осложненных плотным прослоем

Точность расчета $\rho_{нп}$ во многом зависит от корректности определения ρ_n неоднородного коллектора. При интерпретации БКЗ в описываемом случае показания большого зонда могут быть искажены экранными эффектами (см. рис. 4). Если плотный пласт не выделяется на оптимальном зонде кажущегося сопротивления (КС), по которому определяется ρ_n , то использование формулы (1) ведет к заниженным $\rho_{нп}$. При средних показаниях большого зонда КС против неоднородного коллектора погрешность расчета $\rho_{нп}$ минимальна.

Поскольку Ершовое месторождение находится в разработке, то встречаются скважины с коллекторами, промытыми нагнетаемой водой. Примером являются обводненные коллекторы в кровле пласта БВ₁₀ условной скважины № 4* (рис. 5), которые по значению УЭС попадают в зону неоднозначности по насыщению. Но поскольку они залегают в кровле пласта, причина пониженных ρ_n интерпретируется как обводненность нагнетаемыми водами.

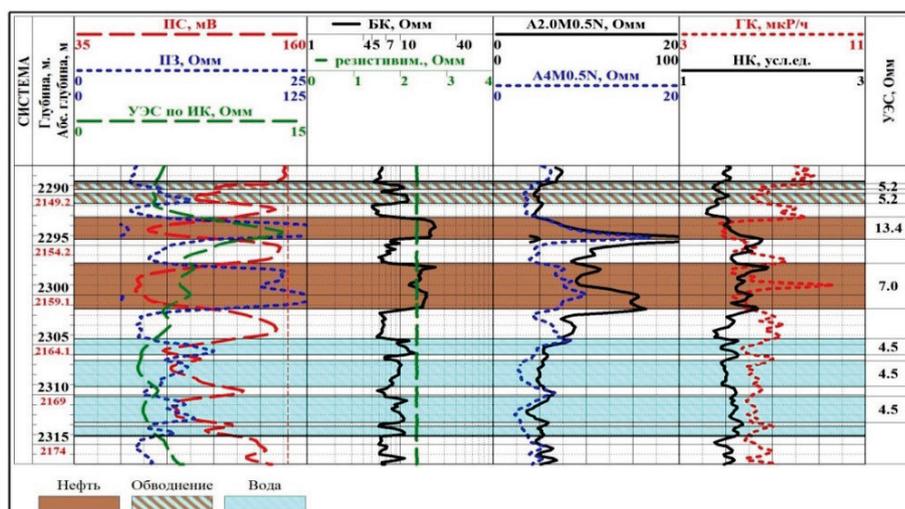


Рис. 5. Выделение в разрезе скв. № 4* промытых коллекторов

Таким образом, при оценке характера насыщения необходимо учитывать не только УЭС пласта, но и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, характер неоднородности и наличие закачки подтоварных вод.

Список литературы

1. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В. И. Петерилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. – Москва – Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 520 с.
2. Латышова М. Г., Мартынов В. Г., Соколова Т. Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2007. – 327 с.

Сведения об авторе

Стройнецкая Галина Евгеньевна, ассистент кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, тел. 8(3452)283702, e-mail: gis@tsoгу.ru

Information about the author

Stroyanetskaya G. E., Assistant at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, phone: 83452283702, e-mail: gis@tsoгу.ru

УДК 551.761/.762:553.98.041(571.12)

ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТРИАСОВЫХ И ПЕРМСКО-ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ЗАПАДЕ ТЕРРИТОРИИ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА — ЮГРЫ

MATERIAL COMPOSITION AND PROSPECTS OF OIL AND GAS BEARING OF TRIASSIC AND PERMIAN-TRIASSIC SEDIMENTS IN THE WEST OF THE TERRITORY OF KHANTY-MANSIYSK AUTONOMOUS OKRUG — UGRA

Н. П. Яковлева, Г. П. Мясникова, Г. А. Чернова

N. P. Yakovleva, G. P. Myasnikova, G. A. Chernova

Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана, г. Тюмень

Ключевые слова: пермско-триасовые отложения; вулканогенно-осадочная толща
Key words: Permian-Triassic sediments; volcanic-sedimentary sequence

Пермско-триасовые и триасовые отложения распространены на территории Западной Сибири неравномерно, они заполняют впадины и прогибы между более древними породами, выходящими на предъюрскую поверхность. На территории