

Вариант Ф05. К проектным скважинам, реализованным в варианте Ф04, добавляются скважины 903pr и 111s2pr. Рабочие показатели всех проектных скважин одинаковы. Новые скважины вводятся в эксплуатацию с 1.04.2017 г с интервалом три месяца. Все остальные параметры и условия эксплуатации остаются без изменений. Результаты моделирования. Ввод проектных скважин 903pr и 111s2pr повлиял на показатели разработки незначительно. Это объясняется тем, что введены они в эксплуатацию позже других скважин, когда обводненность залежи значительно возросла.

В целом, наиболее подвижные запасы нефти, сосредоточенные в высокопроницаемых зонах пласта, вырабатываются в течение 3-4 лет. В последующие годы, когда основной объем нефти поступает из слабопроницаемой матрицы, суммарный дебит по нефти мало зависит от объемов отбираемой жидкости. Форсированный отбор жидкости не сопровождается ростом темпов вытеснения нефти из слабопроницаемых блоков матрицы, т.к. за счет быстрого перераспределения пластового давления по высокопроницаемым каналам происходит нивелирование градиентов давлений на внешних границах этих блоков.

Список литературы

1. Жогло В.Г. Обоснование повышения нефтеотдачи пласта путем закачки газа в истощенные залежи нефти Припятского прогиба / В.Г. Жогло [и др.] // Літасфера, №2 (43), Минск, 2015. – С. 127-142.
2. Жогло, В.Г. О влиянии галитовой минерализации на эффективность разработки семилукской залежи Золотухинского месторождения / В.Г. Жогло [и др.] // Природ. ресурсы. – 2015. – № 2. – С. 40-51.

Д. А. ГРОМЬКО

(УО «ГГУ им. Ф. Скорины», г. Гомель)

КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПЕСЧАНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЛАНСКО-СТАРООСКОЛЬСКОГО ВОЗРАСТА РЕЧИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА ПО ЛАБОРАТОРНЫМ АНАЛИЗАМ КЕРНА

Оценка и установление закономерностей распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и их зависимостей

является важной задачей при поисках и разведке месторождений нефти, а также при обосновании рациональной схемы эксплуатации залежи. Выявление тесной взаимосвязи между параметрами ФЕС позволяет повысить точность интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС).

Объектом для анализа стали песчаные отложения ланско-старооскольского возраста (песчаники мелкозернистые кварцевые, глинистые) Речицкого месторождения (РМ), так как они слагают нефтеносный продуктивный горизонт [1]. Для определения коллекторских свойств и их зависимостей этих отложений использовались результаты лабораторных исследований керна по определению открытой пористости, объемной плотности сухой породы, абсолютной проницаемости по газу и карбонатности пород.

Распределение открытой пористости «чистых» песчаников и песчаников глинистых представлены на рисунках 1 и 2.



Рисунок 1 – Распределение открытой пористости по песчаникам ланско-старооскольских отложений РМ



Рисунок 2 – Распределение открытой пористости по глинистым песчаникам ланско-старооскольских отложений РМ

Пористость песчаников по образцам керна варьируется от 2,50 до 20,90 %, глинистых песчаников от 2,73 до 20,13 %. Медианное значение открытой пористости песчаников согласно распределению составляет 7,5-14 % (рисунок 1), глинистых песчаников 6,5-10 % (рисунок 2). Это подтверждает тот факт, что высокое содержание глинистых минералов является негативным фактором, который отрицательно влияет на ФЕС. Для определения зависимости открытой пористости от объемной плотности сухой породы выполнялось сопоставление этих величин, определенных на керне (рисунок 3).

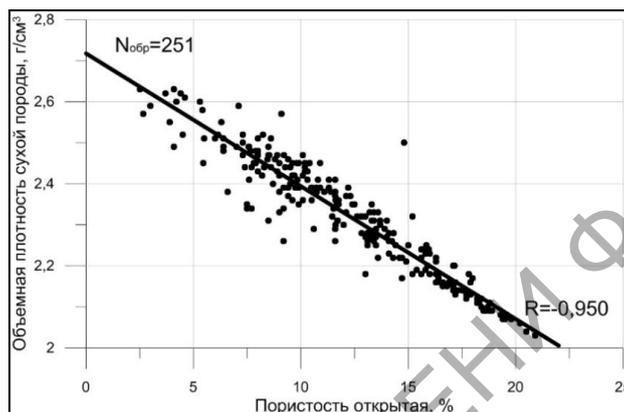


Рисунок 3 – Сопоставление открытой пористости и объемной плотности сухой породы ланско-старооскольских песчаников РМ

Полученная зависимость характеризуется тесной обратной связью между параметрами, на которую указывает коэффициент корреляции $R = -0,950$. То есть происходит закономерное уменьшение пористости породы с возрастанием ее объемной плотности. При оценке влияния карбонатности на открытую пористость проводилось сопоставление данных параметров (рисунок 4).

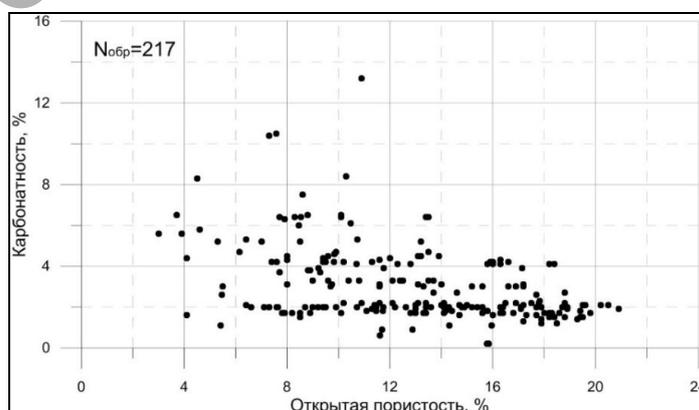


Рисунок 4 – Сопоставление открытой пористости с содержанием карбонатного материала в песчаниках ланско-старооскольских отложений РМ

В результате, как видно из рисунка, имеется облако точек, следовательно, говорить о положительном или негативном влиянии увеличения карбонатного материала в песчаниках на открытую пористость не приходится. Сопоставление открытой пористости и абсолютной проницаемости по газу (от 11,20 до 239,51 мД) песчаников представлено на рисунке 5.

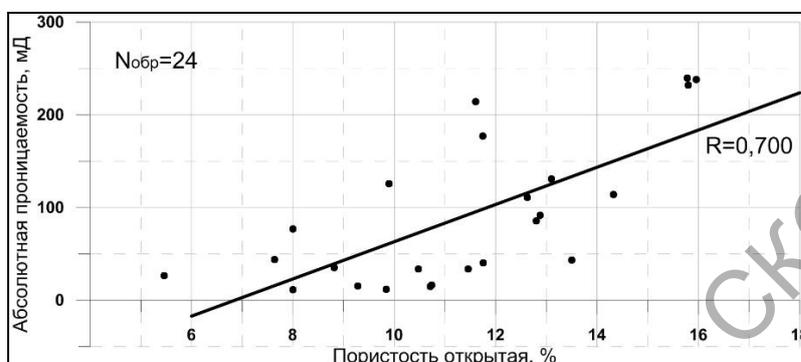


Рисунок 5 – Сопоставление открытой пористости с абсолютной проницаемостью песчаников ланско-старооскольских отложений РМ

В полученной зависимости наблюдается довольно сильная прямая связь между рассматриваемыми свойствами, которая характеризуется коэффициентом корреляции (R) равным 0,700 (рисунок 5). То есть происходит закономерное увеличение абсолютной проницаемости при увеличении открытой пористости.

А. А. ЕРОШЕНКО, Е. А. НАПРЕЕНКО
(РУП «ПО Белоруснефть» БелНИПИнефть, г. Гомель)

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЭЛЕКТРО-ФАЦИАЛЬНОГО
АНАЛИЗА ПО ДАННЫМ КЕРНА И ГИС НА ПРИМЕРЕ
ПЛАСТОВ ЮС1_1 И ЮС1_2
ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Метод электро-фациального анализа В.С. Муромцева является наиболее широко применяемым как на территории Западно-Сибирского НГО, так и за ее пределами с целью проведения прогноза распространения песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Суть данного метода заключается в сравнении фактических кривых ГИС с эталонными для различения обстановок осадконакопления.