

где ϵ_{∞} – высокочастотная диэлектрическая константа; ϵ_s – статическая диэлектрическая константа; ω – циклическая частота; τ – время релаксации; σ – ионная проводимость; j – мнимая единица; α – коэффициент распределения времен релаксации, который может изменяться от 0 до 1.

Моделирование проводилось в диапазоне частот от 10 МГц до 8,5 ГГц. Константы модели Коула-Коула подбирались путем минимизации невязки с экспериментальными данными методом наименьших квадратов. При этом после многократного решения задачи оставлялось решение, в котором значения ϵ_s и τ были наименьшими. Значения σ подбирались для согласования мнимой части КДП на низких частотах. Расхождение результатов моделирования с экспериментальными данными составляли 7-15% – для ϵ' и до 20% – для ϵ'' .

Анализ параметров модели показал, что значение времени релаксации τ для исследуемых образцов при полном насыщении уменьшается при увеличении удельной площади поверхности (рис. 2). Эта связь хорошо описывается полиномом второй степени $\tau = -2511,4/S_{уд}^2 + 940,24/S_{уд} - 8,9$ ($R^2 = 0,98$). Нелинейность этой зависимости определяется смесями на основе каолина, тогда как для смесей на основе бентонита зависимость является линейной. Константа ϵ_{∞} возрастает при увеличении объемной влажности образца $W=P \cdot K$ по линейному закону $\epsilon_{\infty} = 36,3W + 1,87$ ($R^2 = 0,96$). Значение параметра α находится в пределах от 0,17 до 0,24. Причем большие значения соответствуют образцам с меньшей долей глины. Значения $\epsilon_s - \epsilon_{\infty}$ для смесей на основе бентонита уменьшаются линейно с увеличением площади, но с низким коэффициентом корреляции ($R^2 = 0,49$). Значения параметра σ линейно возрастают с увеличением влажности для каждой группы образцов. Например, для образцов 9-12 имеется следующая зависимость: $\sigma = 1,26W - 0,32$ при $R^2 = 0,98$.

Таким образом, в ходе исследования выяснено, что между значениями времени релаксации и удельной площади поверхности полностью насыщенных смесей имеется тесная корреляционная связь.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ в рамках базовой части госзадания по проекту №3460.

Литература

1. Bobrov P.P., Repin A.V., Rodionova O.V. Wideband Frequency Domain Method of Soil Dielectric Properties Measurements // IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing, 2015. – Vol. 53. – N 5. – PP. 2366 – 2372.
2. Garrouch Ali A., Sharma Mukul M. The influence of clay content, salinity, stress, and wettability on the dielectric properties of brine-saturated rocks: 10 Hz to 1 MHz // Geophysics, 1994. – Vol. 59. – No. 6. – PP. 909 – 917.
3. Rinaldi V.A., Francisca F.M. Impedance Analysis of Soil Dielectric Dispersion (1MHz-1GHz) // Journal Geotechnical and Geoenvironmental Engineering. 1999. –Vol. 125(2). – PP. 111 – 121.
4. Revil A. Effective conductivity and permittivity of unsaturated porous materials in the frequency range 1 mHz–1GHz // Water Resources Research, 2013. – Vol. 49. – PP. 306 – 327.
5. Schwing M., Chen Z., Scheuermann A. and Wagner N. Dielectric properties of a clay soil determined in the frequency range from 1 MHz to 40 GHz // ISEMA 2013: 10th International Conference on Electromagnetic Wave Interaction with Water and Moist Substances, Weimar, Germany, 25-27 September 2013. – PP. 242 – 250.
6. Аксельрод С.М. Новые тенденции в диэлектрическом каротаже (по материалам зарубежной печати) // НТВ "Каротажник". – Тверь: Изд-во АИС, 2012. – Вып. 4. – С. 78 – 112.
7. Ахадов Я.Ю. Диэлектрические свойства чистых жидкостей. – М.: Изд-во стандартов, 1972. – 412 с.
8. Патент 2509315 С2 Россия МПК G 01 №22/04. Способ измерения комплексной диэлектрической проницаемости жидких и сыпучих веществ / П.П. Бобров, А.В. Репин, О.В. Кондратьева. Заявлено. 11.05.2012; Оpubл. 10.03.2014. – Бюл.№7. – 15 с.
9. Эпов М.И., Миронов В.Л., Бобров П.П., Репин А.В. Диэлектрическая релаксация в глинистых нефтесодержащих породах // Геология и геофизика, 2011. – Т. 52. – № 9. – С. 1302 – 1309.

ОСОБЕННОСТИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТА Ю₁¹ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ ВЕРХ-ТАРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.В. Ростовцев

Научный руководитель ассистент Л.К. Кудряшова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Верх-Тарское нефтяное месторождение расположено в северной части Новосибирской области – на приграничной территории с Томской и Омской областями. Согласно схемы нефтегазгеологического районирования территория Верх-Тарского месторождения относится к Верх-Тарскому нефтегазоносному району Каймысовской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [3].

Верх-Тарское куполовидное поднятие выявлено в юго-восточной части Тарского мегавала (структура II порядка) сейсморазведочными работами МОВ в 1969 г., площадь введена в поисковое бурение в 1970 г. Первооткрывательницей месторождения является поисковая скважина 1, заложенная в своде структуры [2].

По кровле васюганской свиты Верх-Тарское куполовидное поднятие имеет форму антиклинальной складки, оконтуривается по изогипсе -2370 м и имеет трехкупольное строение. Амплитуда южного купола составляет 27 м, центрального – 63 м и северного – 40 м.

На месторождении открыто две залежи нефти в пластах «М» и Ю₁. Оно является самым крупным нефтяным месторождением в Новосибирской области с геологическими запасами 51 млн т и извлекаемыми запасами 24,5 млн т нефти [1].

Целью исследования является выявление особенностей распространения ФЕС пород-коллекторов и причин низкого коэффициента извлечения нефти в процессе разработки залежи пласта Ю₁¹ Верх-Тарского

месторождения. В работе рассмотрены скважины основного центрального блока и проанализирована динамика разработки залежи.

На начало разработки залежи (1970 г.), построены карты распределения проницаемости (рис. 1) и пористости пласта Ю₁¹, из анализа которых видна прямая зависимость проницаемости от пористости. В скважине 12 с низкими значениями пористости ($K_{пор}=0,135$) соответствуют низкие значения проницаемости ($K_{пр}=0,011$ мкм²). Максимальная проницаемость наблюдается в юго-западной части территории в скважине 10 ($K_{пр}=0,037$ мкм², $K_{пор}=0,168$).

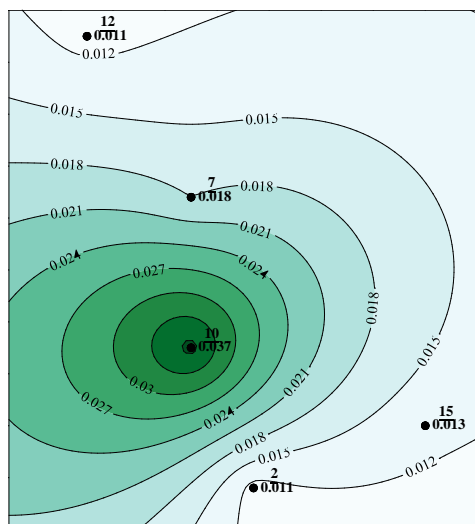


Рис. 1. Карта проницаемости (1970 г.)

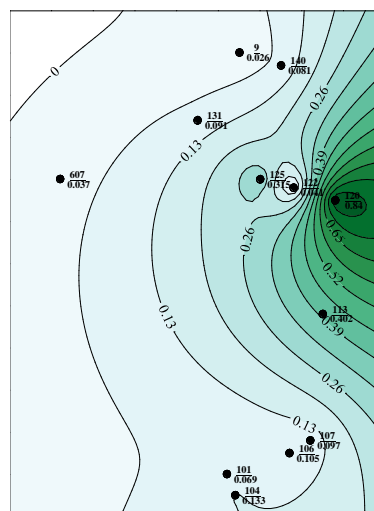


Рис. 2. Карта проницаемости (2010 г.)

За период разработки с 1970 по 2012 гг. в эксплуатационных скважинах периодически проводились гидродинамические исследования, в результате которых определялись фильтрационные параметры (гидропроницаемость, проницаемость и пьезопроводность).

По карте проницаемости 2010 г. заметно (рис. 2), что наибольшее значение $K_{пр}=0,84$ мкм² в скважине 120 и $K_{пр}=0,315$ мкм² в ближайшей от нее скважине 125, минимальное значение $K_{пр}=0,037$ мкм² – в скважине 607. Отсюда можно сделать вывод, что наблюдается высокая степень изменчивости проницаемости по площади, что подтверждается результатами бурения (скважин 120–122–125). В связи с этим на месторождении применяются разные методы повышения нефтеотдачи. Наиболее эффективные: дополнительная перфорация, гидроразрыв пласта и глинокислотная обработка, которые позволяют увеличивать проницаемость призабойной зоны пласта в несколько раз, с последующим увеличением нефтеотдачи пласта.

В 1970–80-е гг. бурного расцвета нефтяной промышленности и крупных открытий недостаточно внимания уделялось геолого-промысловому изучению нефтегазонасыщенных объектов. Среди специалистов длительное время природные резервуары ассоциировались с моделью однородного порового пласта-коллектора. Это считалось аксиомой при подсчете запасов, определении коэффициента извлечения нефти и проектировании разработки. Однако в большинстве случаев запасы определялись первоначально с большой ошибкой и неоднократно уточнялись; фактические показатели разработки зачастую не соответствовали проектным данным. Отдельные исследователи на основе обширного геолого-промыслового материала приходят к выводу, что модель пласта-коллектора имеет более сложный характер. Поэтому геолого-геофизические данные поисковых и разведочных работ часто не согласуются с результатами, полученными в процессе разработки залежи [3, 2].

Из таблицы выработки запасов нефти с 1993 г. по 2007 г. видно, что добыча нефти в 1993 г. составляла 0,9 тыс. т, при этом обводненность и закачка воды была нулевой, то есть добыча происходила естественным путем – все скважины работали на фонтанном режиме. До 2001 г. дебит увеличивался без закачки воды. В 2002 г. проявилась естественная обводненность, которая составила 0,4 %. В период 2003–2007 гг. началась интенсивная закачка воды с целью увеличения добычи нефти на месторождении, при этом закачка воды за весь период составила 3470 тыс. т. Суточный дебит возрос до 113 т/сут, а обводненность увеличилась почти до 50 %.

В настоящее время данное месторождение практически обводнилось из-за неправильной разработки (рис. 3). По результатам гидродинамических исследований в эксплуатационных скважинах наблюдается увеличение ФЕС, благодаря применению ГРП. За весь период разработки (45 лет) на Верх-Тарском нефтяном месторождении общая добыча составила около 14 млн т, хотя первоначальные извлекаемые запасы составляли 24,5 млн т нефти.

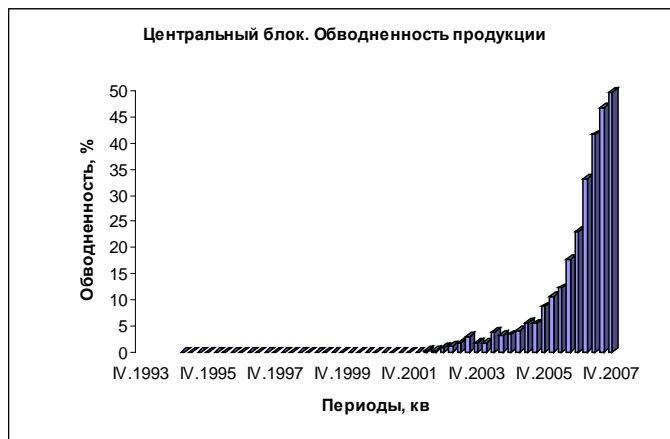


Рис. 3. Динамика обводненности центрального блока залежи нефти Ю₁¹

Литература

1. Запывалов Н.П., Смирнов Г.И. Фракталы и наноструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике. – Новосибирск: Изд-во Гео, 2009. – 125 с.
2. Максимов М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1981. – 531 с.
3. Тюнькин А.И. Методика построения карт изобар с использованием результатов гидродинамических исследований // Нефтяное хозяйство, 2009. – № 5. – С. 66 – 69.

НАЧАЛО РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ НА ТЕРРИТОРИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БУРЕНИЯ КОЛПАШЕВСКОЙ ОПОРНОЙ СКВАЖИНЫ 2

А.В. Ростовцев

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Впервые гипотеза о перспективах нефтегазоносности Западно-Сибирской равнины была высказана академиком И.М. Губкиным в 1932 г. в г. Свердловске на Урало-Кузбасской сессии Академии наук СССР. Несколькими днями позже в беседе с корреспондентом газеты «Правда» в городе Новосибирске И.М. Губкин обстоятельно обосновал свою гипотезу, была сформулирована основная идея плана региональных работ [4]. В конечном счёте, результаты бурения глубоких скважин (51 скважина, 109 тыс. пог. м), а также проведение полевых геофизических работ за период 1934-1954 гг., позволили развернуть планомерные нефтегазопоисковые работы [3].

Углубленные исследования по стратиграфии, палеогеографии и тектонике угленосных бассейнов Западной и Восточной Сибири уже к 1932 г. позволили геологам (в том числе Коровину Михаилу Калининковичу) вплотную подойти к постановке и путям решения проблемы перспектив нефтегазоносности в Западной Сибири.

В 1947 г. в Томском политехническом институте напечатана научно-исследовательская работа «Тектоника Западной Сибири» о геологии Западно-Сибирской равнины. Автором книги – М.К. Коровиным, впервые обобщен накопленный объем геологической информации по палеогеографии, фаціальным условиям, литологии и тектонике. Впервые представлены сведения о наличии мощного осадочного комплекса пород и построена первая тектоническая карта Западно-Сибирской плиты. Результаты исследований были учтены при обосновании заложения опорных скважин. Это был огромный скачок в развитии геологии, так как на тот момент данный регион, да и вся страна в целом были слабо изучены. С этой книги началось региональное геолого-геофизическое изучение Западно-Сибирской мегасинеклизы [2].

За научное обоснование перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности и за участие в открытии первого Березовского газоносного района в 1964 г. М.К. Коровин удостоен Ленинской премии.

Для бурения Колпашевской опорной скважины, решение о бурении которой принято Техническим советом Министерства геологии СССР 12 декабря 1947 г. и на основании технического проекта, утвержденного Мингео СССР 13 сентября 1949 г., была организована Колпашевская контора разведочного бурения [1].

В Колпашевской конторе бурения работали специалисты-нефтяники, такие как Кононова Ю.К., Башарин Г.И. и многие другие (рис. 1). Башарин Г.И. возглавлял Колпашевскую контору разведочного бурения с 3 февраля 1951 г. по ноябрь 1958 г. Глубокие геологические знания Ю.К. Кононовой (работала главным геологом в конторе с февраля 1951 г.) проявились в написании отчетов о результатах бурения Колпашевской опорной скважины. Грамотно, на высоком профессиональном уровне осуществлялся комплекс геолого-геофизических исследований в процессе бурения и испытания объектов на характер насыщающего флюида, изложена вся полученная информация и заключения по интерпретации материалов скважинного каротажа.

Выдающиеся профессиональные и организаторские качества этих людей способствовали получению первой нефти из Колпашевской опорной скважины 2 в 1954 г. В 1983 г. за открытие первого нефтепроявления в Западной Сибири (Колпашевская опорная скважина 2) группа специалистов, в том числе Г.И. Башарин и